

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

ALEXANDRE GOMES FONSECA

ANÁLISE DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO BASEADA EM  
FLUXO DE POTÊNCIA DESACOPLADO RÁPIDO

CURITIBA

2016



ALEXANDRE GOMES FONSECA

ANÁLISE DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO BASEADA EM  
FLUXO DE POTÊNCIA DESACOPLADO RÁPIDO

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração Sistemas Elétricos de Potência, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli  
Coorientadora: Profa. Dra. Elizete Maria Lourenço

CURITIBA

2016

---

F676a

Fonseca, Alexandre Gomes

Análise de reconfiguração de redes de distribuição baseada em fluxo de potência desacoplado rápido / Alexandre Gomes Fonseca. – Curitiba, 2016. 114f. : il. [algumas color.] ; 30 cm.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica , 2016.

Orientador: Odilon Luís Tortelli -- Coorientadora: Elizete Maria Lourenço.

1. Engenharia Elétrica (Redes). I. Universidade Federal do Paraná. II. Tortelli, Odilon Luís. III. Lourenço, Elizete Maria. IV. Título.

CDD: 621.3

---

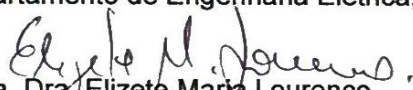
## TERMO DE APROVAÇÃO


ALEXANDRE GOMES FONSECA

### ANÁLISE DE RECONFIGURAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO BASEADA EM FLUXO DE POTÊNCIA DESACOPLOADO RÁPIDO

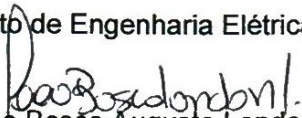
Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre no  
Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia da  
Universidade Federal do Paraná, pela seguinte banca examinadora:

  
Orientador: Prof. Dr. Odilon Luís Tortelli  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

  
Coorientadora: Profa. Dra. Elizete Maria Lourenço  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

  
Prof. Dr. Gustavo Oliveira  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

  
Prof. Dr. Roman Kuiava  
Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

  
Prof. Dr. João Bosco Augusto London Junior  
Escola de Engenharia de São Carlos, USP

Curitiba, 10 de junho de 2016.



## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, prof. Odilon Luís Tortelli pela amizade e crença em minha capacidade. As dificuldades que encontrei durante a realização deste trabalho foram sempre auxiliadas com muita serenidade e inteligência. Agradeço por poder levar comigo o conhecimento e esta forma de lidar com os obstáculos.

À minha coorientadora, profa. Elizete Maria Lourenço, pela amizade, confiança e motivação para realizar este trabalho. A ela minha grande admiração como pessoa e como educadora.

Aos meus pais pelo amor, apoio incondicional e pelo exemplo de pessoas fortes e virtuosas que são, me motivando a ir sempre mais longe.

À minha namorada Myrciara por todo o amor, companheirismo e por trazer cor ao meu mundo. Coloco neste trabalho toda a dedicação e competência que admiro e que com ela aprendi.

Aos meus colegas de trabalho dos Institutos Lactec e da pós-graduação da UFPR por todo o conhecimento transmitido e apoio.

Agradeço também aos engenheiros Felipe Engelkes e Zenildo da Silva das Centrais Elétricas de Santa Catarina e ao engenheiro Franklin Klock da Companhia Campolarguense de Energia pelos dados cedidos para a validação deste trabalho.





*“A mente que se abre a uma nova ideia jamais  
voltará ao seu tamanho original.”*

Albert Einstein



## RESUMO

Manobras para reconfiguração de rede na distribuição em média tensão são ações de operação realizadas com o objetivo de reduzir o número de consumidores desligados durante um evento de defeito, ou melhorar a operação dos circuitos no que tange a redução de sobrecargas em determinados segmentos ou diminuição da queda de tensão. No que concerne aos aspectos de operação, metodologias, sistemas e equipamentos, pesquisadores e fabricantes trabalham constantemente para encontrar novas ferramentas e soluções para o problema, seja abordando situações de chaveamentos corretivos emergenciais ou reconfiguração ativa para redução de perdas técnicas e melhoria do perfil de tensão. Neste contexto, este trabalho propõe uma metodologia de fluxo de potência utilizando o método Newton-Raphson Desacoplado Rápido Estendido para sistemas de distribuição enfocada nas características necessárias à análise de reconfiguração de redes. A metodologia utiliza como dados de entrada os estados aberto/fechado dos equipamentos de seccionamento da rede. Nos casos em que segmentos do circuito permanecem sem tensão devido à manobra de chaveamento, conceitos de observabilidade numérica para a estimação de estados foram utilizados para o processamento topológico. A manipulação dos dados pela técnica de normalização complexa por unidade de impedâncias e injeções de potência foi utilizada para tornar possível a resolução do fluxo de carga pelo método desacoplado rápido em redes com alta relação  $R/X$ , como é o caso dos sistemas de distribuição aéreos. Simulações em um sistema teste de 38 barras e em dois circuitos de distribuição reais de grande porte são apresentadas e discutidas com o intuito de validar a metodologia desenvolvida, testar exhaustivamente o método de fluxo de potência proposto. Como resultados, a ferramenta se mostrou funcional para as necessidades de simulação de reconfiguração de circuitos de distribuição. O processamento topológico de segmentos sem tensão e a funcionalidade de simulação deilhamento de geradores se mostrou viável para sistemas reais de grande porte. Numa análise exhaustiva de possibilidades de chaveamento, o método convergiu para todas as manobras simuladas, apresentando tempos em média 50% menores quando executado o cálculo utilizando o método estendido desacoplado-rápido.

Palavras-chave: Redes de distribuição; Reconfiguração; Fluxo de potência; Desacoplado rápido; Normalização complexa por unidade.



## ABSTRACT

Switching procedures for network configuration in medium voltage distribution systems are operating actions to reduce the number of disconnected consumers during a fault event, or to implement active feeder reconfiguration, in order to relieve overloads, improve voltage drop and reduce losses. Within the electricity distribution area, and specifically regarding operational aspects, methodologies, systems and equipment, researchers and manufacturers are constantly working on new tools and solutions for those matters. In this context, this paper proposes a power flow tool using the Extended Fast-Decoupled Newton-Raphson method focused on the needs of reconfiguration analysis for distribution networks. The methodology uses the information of the network switching equipment status (open or closed). In situations where network segments are disconnected from voltage references, a numerical observability technique used in state estimation has been adapted and applied for topological processing. The complex per unit normalization technique was employed to make viable the power flow calculation by the fast-decoupled approach when applied to networks where the line impedances have high R/X ratio. Simulations using a 38 bus test system and two real distribution circuits are presented and discussed with the purpose of testing comprehensively and validating the developed power flow method. Results proved the tool functionality for reconfiguration studies of distribution power systems. The topological processing of segments without voltage reference and generator islanding have proved to be viable for large systems. A comprehensive analysis of switching possibilities shown that the method converges for all simulated switching possibilities, presenting simulation times 50% faster when compared to conventional approaches.

Key words: Distribution networks; Reconfiguration; Power flow; Fast-decoupled; Complex per unit normalization



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1.1 –ESTADOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	3
FIGURA 2.1 – ANALISADOR DE REDES DO MIT .....	10
FIGURA 2.2 – MODELO GENERALIZADO PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES .....	16
FIGURA 2.3 – ALGORITMO PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON .....	26
FIGURA 2.4 – ALGORITMO PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO POR DESLOCAMENTOS SUCESSIVOS.....	29
FIGURA 3.1 – REPRESENTAÇÕES BARRA-RAMO E NÍVEL DE SEÇÃO DE BARRAS PARA DUAS SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO .....	35
FIGURA 3.2 – REPRESENTAÇÕES BARRA-RAMO E NÍVEL DE SEÇÃO DE BARRAS DOIS ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO .....	36
FIGURA 3.3 – ALGORITMO PARA TRATAMENTO DE SEGMENTOS DA REDE SEM REFERÊNCIA DE TENSÃO.....	44
FIGURA 4.1 – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE .....	48
FIGURA 4.2 – PROCESSAMENTO DA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA EM CONJUNTO COM ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA.....	51
FIGURA 5.1 – FLUXOGRAMA DA ROTINA DE FLUXO DE POTÊNCIA DESENVOLVIDA .....	56
FIGURA 5.2 – APRESENTAÇÃO VISUAL DAS TENSÕES PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS.....	59
FIGURA 5.3 – PERFIL DE TENSÃO PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS.....	59
FIGURA 5.4 – APRESENTAÇÃO VISUAL DOS FLUXOS DE POTÊNCIA PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS .....	60
FIGURA 5.5 – CONVERGÊNCIA DO MÉTODO DE NEWTON CONVENCIONAL ESTENDIDO PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS.....	63
FIGURA 5.6 – CONVERGÊNCIA DO MÉTODO DE NEWTON ESTENDIDO DESACOPLADO-RÁPIDO PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS.....	64

FIGURA 5.7 - APRESENTAÇÃO VISUAL DAS TENSÕES PARA SITUAÇÃO DE ILHAMENTO DA BARRA 10 MODELADA COMO PV .....	65
FIGURA 5.8 - APRESENTAÇÃO VISUAL DOS FLUXOS DE POTÊNCIA PARA SITUAÇÃO DE ILHAMENTO DA BARRA 10 MODELADA COMO PV .....	65
FIGURA 5.9 - PERFIL DE TENSÃO SISTEMA DE 38 BARRAS COM LINHA CHAVEÁVEL 4 ABERTA .....	67
FIGURA 5.10 - APRESENTAÇÃO VISUAL DAS TENSÕES PARA CENÁRIO DE OPERAÇÃO DA LINHA CHAVEÁVEL 4 ABERTA E BARRA 10 MODELADA COMO TIPO PQ. (a) LINHAS E BARRAS UTILIZADAS NO CÁLCULO APÓS O PROCESSAMENTO TOPOLÓGICO; (b) APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS COM AS BARRAS DE TENSÃO ZERO .....	68
FIGURA 5.11 – PERFIL DE TENSÃO PARA CENÁRIO DE OPERAÇÃO DA LINHA CHAVEÁVEL 4 ABERTA E BARRA 10 MODELADA COMO TIPO PQ .....	69
FIGURA 5.12 - APRESENTAÇÃO VISUAL DOS FLUXOS DE POTÊNCIA PARA SITUAÇÃO DE ILHAMENTO DA BARRA 10 MODELADA COMO PQ.....	69
FIGURA 5.13 – DEMANDA NÃO ATENDIDA <i>VERSUS</i> NÚMERO DO CENÁRIO PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS .....	71
FIGURA 5.14 – CARACTERIZAÇÃO DAS PERDAS ATIVAS PARA CADA CENÁRIO POSSÍVEL DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS .....	72
FIGURA 5.15 – CENÁRIO DE OPERAÇÃO 122: MAIORES PERDAS ATIVAS PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS.....	72
FIGURA 5.16 – TENSÕES MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA TODAS AS POSSIBILIDADES DE CENÁRIO DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS .....	73
FIGURA 5.17 - CENÁRIO DE OPERAÇÃO 122: MENOR TENSÃO MÍNIMA E MÉDIA DENTRE AS BARRAS DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS .....	73
FIGURA 5.18 – TEMPOS DE SIMULAÇÃO ABSOLUTO (a) E RELATIVO (b) PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS, MÉTODO NEWTON-RAPHSON ESTENDIDO CONVENCIONAL.....	75
FIGURA 5.19 – TEMPOS DE SIMULAÇÃO ABSOLUTO (A) E RELATIVO (B) PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS, MÉTODO NEWTON-RAPHSON ESTENDIDO DESACOPLADO-RÁPIDO .....	76
FIGURA 5.20 – COMPARATIVO DE CONVERGÊNCIA ENTRE OS CENÁRIOS Nº 1 E 99.....	77



FIGURA 5.21 – NÚMERO DE ITERAÇÕES <i>VERSUS</i> CENÁRIO PARA O MÉTODO ESTENDIDO DESACOPLADO-RÁPIDO $\phi_{base} = 45^\circ$ .....	78
FIGURA 5.22 – ESQUEMÁTICO DA MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA .....	79
FIGURA 5.23 – PROPORÇÃO DE OCORRÊNCIA POR TIPO DE SEÇÃO DE CABO DE DISTRIBUIÇÃO DO SISTEMA DA COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA .....	81
FIGURA 5.24 – ÂNGULOS DAS IMPEDÂNCIAS DOS CABOS DO SISTEMA DA COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA .....	82
FIGURA 5.25 – DIAGRAMA FASORIAL DAS IMPEDÂNCIAS DOS CABOS DE DISTRIBUIÇÃO .....	82
FIGURA 5.26 – PERFIL DE TENSÃO PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA COCEL.....	84
FIGURA 5.27 - ESQUEMÁTICO DA MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS.....	87
FIGURA 5.28 - ÂNGULOS DAS IMPEDÂNCIAS DOS CABOS DO SISTEMA DA CELESC-DIS.....	88
FIGURA 5.29 – CONVERGÊNCIA DOS MÉTODOS NEWTON-RAPHSON CONVENCIONAL ESTENDIDO (a) E DESACOPLADO-RÁPIDO ESTENDIDO (b) PARA O SISTEMA DA CELESC-DIS EM OPERAÇÃO RADIAL .....	89
FIGURA 5.30 – PERFIL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS EM OPERAÇÃO RADIAL NORMAL .....	89
FIGURA 5.31 – APRESENTAÇÃO DAS TENSÕES SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DA CELESC-DIS SIMULADA EM OPERAÇÃO RADIAL NORMAL.....	90
FIGURA 5.32 – APRESENTAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS EM OPERAÇÃO RADIAL NORMAL .....	91
FIGURA 5.33 - PERFIL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA .....	92
FIGURA 5.34 - APRESENTAÇÃO DAS TENSÕES SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DA CELESC-DIS; BARRAS 1 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA.....	92
FIGURA 5.35 - APRESENTAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1 E 1219 COMO REFERÊNCIA .....	93

FIGURA 5.36 - PERFIL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1, 250 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA .....	95
FIGURA 5.37 - APRESENTAÇÃO DAS TENSÕES SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DA CELESC-DIS; BARRAS 1, 250 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA .....	95
FIGURA 5.38 - APRESENTAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1, 250 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA.....	96

## LISTA DE TABELAS

TABELA 3.1 – DETERMINAÇÃO DE SEGMENTOS ILHADOS PARA DIFERENTES TOPOLOGIAS DE REDE .....	42
TABELA 5.1 - SIMBOLOGIA DE APRESENTAÇÃO VISUAL DOS RESULTADOS .....	53
TABELA 5.4 – CONVERGÊNCIA DO FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO DESACOPLADO-RÁPIDO DE ACORDO COM A VARIAÇÃO DO ÂNGULO DA POTÊNCIA BASE PARA A OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS...	61
TABELA 5.5 – FLUXOS DE POTÊNCIA NOS RAMOS CHAVEÁVEIS CALCULADOS PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS.....	62
TABELA 5.6 – CONJUNTOS DAS BARRAS E LINHAS PERTENCENTES AOS DOIS SEGMENTOS DO SISTEMA APÓS A ABERTURA DO RAMO CHAVEÁVEL 4 .....	66
TABELA 5.7 – INJEÇÕES DE POTÊNCIA NAS BARRAS DE REFERÊNCIA DE CADA SEGMENTO (EM KW, KVAR E KVA) .....	67
TABELA 5.9 – CABOS PRESENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA E SEUS VALORES DE IMPEDÂNCIA.....	80
TABELA 5.10 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NECESSÁRIAS PARA SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA DA COCEL.....	84
TABELA 5.11 - CABOS PRESENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS E SEUS VALORES DE IMPEDÂNCIA.....	87
TABELA 5.12 – POTÊNCIA ATIVA POR SEGMENTO; SIMULAÇÃO COM REFERÊNCIA NAS BARRAS 1 E 1219.....	94
TABELA 5.13 - POTÊNCIA ATIVA POR SEGMENTO; SIMULAÇÃO COM REFERÊNCIA NAS BARRAS 1, 250 E 1219.....	97



## LISTA DE SÍMBOLOS

$\Omega_k$	Conjunto de barras adjacentes à barra $k$ , exceto a própria barra $k$ , conectadas por ramos convencionais
$\Gamma_k$	Conjunto de barras adjacentes à barra $k$ , exceto a própria barra $k$ , conectadas por ramos chaveáveis;
$P_k, Q_k$	Injeções das potências ativa e reativa na barra $k$ , respectivamente
$S_k$	Potência aparente calculada a partir das injeções de potência ativa e reativa na barra $k$
$P_{km}, Q_{km}$	Fluxos de potência ativa e reativa em ramos convencionais, saindo da barra $k$ em direção à barra $m$ , respectivamente
$S_{km}$	Fluxo de potência calculado a partir dos fluxos de potência ativa e reativa saindo da barra $k$ em direção à barra $m$
$t_{kl}, u_{kl}$	Variáveis de estado dos fluxos de potência ativa e reativa em ramo chaveável, saindo da barra $k$ em direção à barra $l$
$\theta_k, V_k$	Ângulo e módulo da tensão na barra $k$ , respectivamente
$\theta_m, V_m$	Ângulo e módulo da tensão na barra $m$ , respectivamente
$Q_k^{sh}$	Injeção de potência reativa do elemento <i>shunt</i>
$a_{km}$	<i>Tap</i> do transformador comutador localizado entre as barras $k$ e $m$
$\phi_{km}$	Ângulo de defasagem do transformador defasador localizado entre as barras $k$ e $m$
$g_{km}$	Condutância da linha localizada entre as barras $k$ e $m$
$b_{km}$	Susceptância da linha localizada entre as barras $k$ e $m$
$b_{km}^{sh}$	Susceptância <i>shunt</i> total da linha localizada entre as barras $k$ e $m$
$\theta_{km}$	Diferença entre os ângulos da barra $k$ e da barra $m$
$n_l$	Número de linhas do sistema
$n_b$	Número de barras do sistema
$n_{pv}$	Número de barras do tipo PV no sistema
$n_{pq}$	Número de barras do tipo PQ no sistema
$n_{pqv}$	Número de barras do tipo PQV no sistema
$n_{rc}$	Número de ramos chaveáveis
$y_{km}$	Admitância da linha localizada entre as barras $k$ e $m$
$Y_{barra}$	Matriz admitância do sistema

$G_{kk}$	Parte real do elemento $kk$ da matriz $Y_{barra}$
$G_{km}$	Parte real do elemento $km$ da matriz $Y_{barra}$
$B_{kk}$	Parte imaginária do elemento $kk$ da matriz $Y_{barra}$
$B_{km}$	Parte imaginária do elemento $km$ da matriz $Y_{barra}$
$A$	Matriz de incidência barra-ramo
$Y_{primitiva}$	Matriz admitância primitiva
$P_{especificado}$	Potência ativa especificada como dado de entrada para barras classificadas como PV ou PQ
$Q_{especificado}$	Potência reativa especificada como dado de entrada para barras classificadas como PV ou PQ
$P_{calculado}$	Potência ativa calculada
$Q_{calculado}$	Potência reativa calculada
$\Delta P$	Vetor das diferenças ou <i>mismatches</i> de potência ativa
$\Delta Q$	Vetor das diferenças ou <i>mismatches</i> de potência reativa
$f_{\theta}$	Vetor contendo as equações função do ângulo da tensão ou fluxo de potência ativa em ramo chaveável para modelagem de equipamentos de seccionamento
$f_V$	Vetor contendo as equações função do módulo da tensão ou fluxo de potência reativa em ramo chaveável para modelagem de equipamentos de seccionamento
$J$	Matriz jacobiana
$H, N, M, L$	Submatrizes da matriz Jacobiana contendo as respectivas derivadas: $\partial P_k / \partial \theta_k$ , $\partial P_k / \partial V_k$ , $\partial Q_k / \partial \theta_k$ , $\partial Q_k / \partial V_k$
$W, Z$	Submatrizes da matriz Jacobiana contendo as respectivas derivadas: $\partial P_k / \partial a_{km}$ , $\partial Q_k / \partial a_{km}$
$T, U, C, D, O, P$	Submatrizes da matriz Jacobiana contendo as respectivas derivadas: $\partial P / \partial t$ , $\partial Q / \partial u$ , $\partial f_{\theta-i,j} / \partial \theta$ , $\partial f_{V-i,j} / \partial V$ , $\partial f_{\theta-i,j} / \partial t$ , $\partial f_{V-i,j} / \partial u$ .
$B'$	Matriz do sistema que relaciona o vetor das potências ativas e o vetor dos ângulos das tensões no método desacoplado rápido

$B''$	Matriz do sistema que relaciona o vetor das potências reativas e o vetor dos módulos das tensões no método desacoplado rápido
$Z_{base}$	Impedância base para normalização das linhas do sistema
$V_{base}$	Tensão base de um determinado segmento do sistema
$S_{base}$	Potência aparente de base para todo o sistema
$\phi_{base}$	Ângulo da potência aparente de base
$\Omega$	Valor absoluto da impedância, reatância ou resistência em Ohms
$pu$	Valor por unidade da impedância, reatância ou resistência
$cpu$	Valor por unidade, resultado da normalização complexa, da impedância, reatância ou resistência
$R_{km}$	Valor da resistência entre as barras k e m
$X_{km}$	Valor da reatância entre as barras k e m
$Z_{km}$	Valor da impedância complexa entre as barras k e m
$\zeta_{km}$	Ângulo da impedância entre as barras k e m
$\delta_k$	Ângulo da injeção de potência na barra k
$\delta_{km}$	Ângulo do fluxo de potência saindo da barra k em direção à barra m





## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1. OBJETIVOS .....	5
1.1.1 Objetivo geral.....	5
1.1.2 Objetivos específicos.....	5
1.2. CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	6
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	8
2. O PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA E SUA RESOLUÇÃO PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON.....	9
2.1. INTRODUÇÃO .....	9
2.2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	10
2.3. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA .....	15
2.4. RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO FLUXO DE POTENCIA PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON CONVENCIONAL .....	21
2.5. MÉTODO NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO.....	27
3. MODELAGEM DE ELEMENTOS CHAVEÁVEIS: FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO .....	31
3.1. INTRODUÇÃO .....	31
3.2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	32
3.3. FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO .....	34
3.4. FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO DESACOPLADO RÁPIDO .....	39
3.5. TRATAMENTO DE SEGMENTOS SEM REFERÊNCIA DE TENSÃO .....	40
4. NORMALIZAÇÃO DOS DADOS DO SISTEMA .....	45
4.1. INTRODUÇÃO .....	45
4.2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	46
4.3. EQUACIONAMENTO DA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA .....	47
4.4. DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO DE ROTAÇÃO .....	49

4.5.	NORMALIZAÇÃO INVERSA.....	50
5.	SIMULAÇÕES E RESULTADOS .....	53
5.1.	INTRODUÇÃO .....	53
5.2.	MATERIAIS E MÉTODO.....	54
5.2.1	Materiais .....	54
5.2.2	Método.....	55
5.3.	SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO 38 BARRAS .....	57
5.3.1	Cenário de operação: radial com linhas chaveáveis 4 e 12 fechadas ...	58
5.3.2	Cenário de operação: linha chaveável 4 aberta .....	64
5.3.3	Simulação de todas as possibilidades de manobra .....	70
5.4.	SISTEMA REAL DE DISTRIBUIÇÃO COCEL 1437 BARRAS .....	78
5.5.	SISTEMA REAL DE DISTRIBUIÇÃO CELESC-DIS 1531 BARRAS.....	85
5.5.1	Operação radial normal .....	88
5.5.2	Ilhamento das usinas geradoras num mesmo segmento: duas referências de tensão .....	91
5.5.3	Ilhamento das usinas geradoras em segmentos separados: 3 referências de tensão .....	94
5.6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	97
6.	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS.....	101
6.1.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	101
6.2.	TRABALHOS FUTUROS .....	103
	REFERÊNCIAS.....	105
	APÊNDICES.....	111

## 1. INTRODUÇÃO

Reconfiguração de redes é o nome dado à uma sequência de manobras de equipamentos de seccionamento que modifica a topologia inicial dos circuitos de um sistema de potência, sejam estes de transmissão ou distribuição.

Nas redes de transmissão, os equipamentos de seccionamento de rede se encontram instalados nas subestações situadas nos extremos das linhas de transmissão. As linhas de transmissão são seccionadas por disjuntores, comandados geralmente por circuitos de proteção e comando com comunicação direta a um Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (*Supervisory Control and Data Acquisition* – SCADA). A topologia, ou forma construtiva das subestações de transmissão permite que as operações de manobra dos disjuntores transfiram carga de uma linha para a outra sem o desligamento dos consumidores, e ainda permite que consumidores sejam desligados em eventos emergenciais (Bayliss; Hardy, 2007).

As redes de transmissão são projetadas sobre o critério n-1 (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2011), ou seja, o sistema é capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda da estabilidade do sistema, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão, harmônicos, etc.) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações mesmo com a indisponibilidade de um de seus elementos (contingência simples). Por consequência, as redes de transmissão são operadas em malha, e, no caso do Brasil, é interligada em quase a totalidade do território nacional.

Já a característica das redes de distribuição é diferente. Por se situarem próximas aos centros de consumo, a energia é transportada em menores níveis de tensão, e, tradicionalmente, as redes se ramificam em direção aos centros urbanos e propriedades rurais, até chegarem ao ponto de conexão com a unidade consumidora. Estas características tornam as redes de distribuição extensas, cujos circuitos podem ter centenas de quilômetros a partir da subestação de distribuição em alguns casos, o que torna a operação e a manutenção muito mais desafiadora, ao mesmo tempo que o investimento em redes de distribuição com critério n-1 para toda a sua extensão se torna inviável (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015).

No âmbito da reconfiguração, a distribuição de energia elétrica por redes aéreas é projetada geralmente de forma radial, e, em pontos estratégicos em termos de operação, manutenção e proteção contra curtos-circuitos, são instalados

equipamentos de seccionamento de redes: chaves seccionadoras, chaves fusíveis, seccionadoras automáticas ou religadores automáticos. Estes equipamentos permitem que sejam detectados e isolados segmentos do circuito que apresentem uma falha, permitindo que o restante dos consumidores não atingidos sejam atendidos pelo mesmo circuito ou transferidos a outro.

Wu e Monticelli (1988) caracterizam a operação de um sistema elétrico em três cenários: normal, emergência e restaurativo. A operação normal é aquela na qual a rede opera dentro dos padrões aceitáveis de restrições operacionais e de segurança. O estado de operação de uma rede de distribuição é considerado seguro, por exemplo, quando a frequência, o fluxo de potência e as quedas de tensão supervisionadas pelos operadores se mostram dentro da normalidade. Existem situações em que, por exemplo, possam haver sobrecargas acima do previsto, que podem levar a um evento emergencial, caracterizando a operação como insegura. Numa definição mais exata, é a situação em que pelo menos um dos critérios de segurança é extrapolado, mas ainda sim, uma situação de emergência não ocorreu. Nestes casos, é desejável que uma ação de controle preventivo seja realizada, como por exemplo, a transferência de alguns consumidores para outro circuito, por meio de uma operação de reconfiguração.

Situações emergenciais são aquelas nas quais acontece o imprevisto: a atuação da proteção por curtos-circuitos causados por tempestades, contato de vegetação as fases, ou por risco de morte, quando há queda de cabos de alta tensão. Nestes cenários, o desligamento da rede é obrigatório, e rapidamente os operadores devem descobrir a área mais provável de ocorrência do defeito para enviar as equipes de manutenção.

Nos casos em que é possível definir a região do defeito com assertividade, utilizando-se, por exemplo, da instrumentação de religadores automáticos e sensores de falta instalados nas redes, a operação realiza manobras de seccionamento desta região, de forma a restabelecer o fornecimento aos demais consumidores não atingidos. Neste caso, a rede opera com suas funcionalidades reduzidas e com maiores restrições de operação, que é o cenário restaurativo. A FIGURA 1.1 resume os estados de operação dos sistemas de energia.

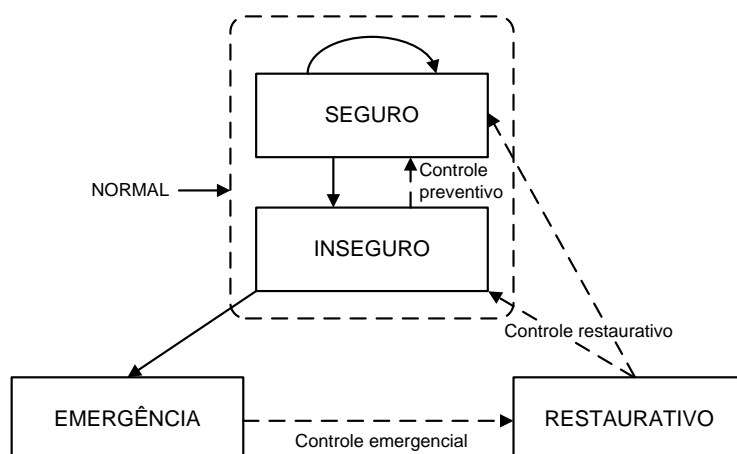


FIGURA 1.1 –ESTADOS DE OPERAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

Fonte: Wu e Monticelli, 1988, modificado

Atualmente, soluções comerciais para reconfiguração de redes de distribuição têm sido apresentadas por fabricantes. Algumas delas integram inteligência nos controladores de equipamentos de manobra, também chamados de *Intelligent Electronic Devices* (IED), para que estes equipamentos realizem manobras de controle emergencial de forma autônoma (S&C Electric Company, 2016) (Schneider Electric, 2016a). Outras soluções são baseadas em algoritmos executados nos SCADA dos centros de operação da distribuição, que centralizam as informações dos equipamentos, processam e enviam um sinal de atuação aos equipamentos (Schneider Electric, 2016b)

Na academia, as pesquisas se concentram no desenvolvimento destes algoritmos, sejam eles para execução centralizada em centros de operação ou distribuída nos IEDs. De maneira geral, os trabalhos podem ser divididos naqueles que têm por objetivo o controle emergencial ou controle preventivo, este último também chamado de reconfiguração ativa de rede.

Com relação ao controle emergencial, a tese de Li (2010) apresenta uma solução de reconfiguração centrada na busca baseada em grafos. Para determinar os estados da rede e determinação do equilíbrio de potência ativa e reativa, o software GridLAB-D foi utilizado para executar o cálculo de fluxo de potência, que utiliza os métodos *Backward-Forward Sweep* ou Newton-Raphson em seu *solver*<sup>1</sup>. Neste trabalho, os métodos utilizados por algoritmos de reconfiguração foram classificados em três vertentes: busca heurística, otimização e baseados em regras.

<sup>1</sup>Solver: Termo genérico que faz referência a um algoritmo constituinte de um *software* matemático que resolve um determinado problema por meio de um método.

No que diz respeito a trabalhos fundamentados em busca heurística, o artigo de Li *et al.* (2010), baseado na partição em grafos multinível, utiliza o cálculo de fluxo de potência para avaliar a solução perante restrições de operação, executado no software PSS/E, cujos *solvers* fazem uso dos métodos Gauss-Seidel e Newton-Raphson; o trabalho de Botea *et al.* (2012), aplica o algoritmo A\* para reconfiguração e utiliza o cálculo do fluxo de potência para determinação de grafos ponderados e avaliação das soluções frente a restrições; a dissertação de Ferreira (2015), aplica o algoritmo de Dijkstra para reconfiguração. As restrições operacionais da manobra são avaliadas pelo resultado do cálculo de fluxo de potência. Violadas as restrições, o montante de corte de carga seletivo é determinado pela execução de fluxo de potência ótimo baseado no método de pontos interiores.

Os trabalhos de Zidan e El-Saadany (2012) e Arefifar *et al.* (2013) são exemplos de métodos de reconfiguração emergencial baseados em otimização clássica.

O trabalho de Tsai (2008) apresenta um sistema especialista baseado em regras para restauração do serviço.

Já em relação aos trabalhos que utilizam a reconfiguração como manobra de controle preventivo, Kashem *et al.* (2000) e Lorenzetti (2004) apresentam algoritmos de reconfiguração baseados em regras para manutenção da estabilidade de tensão em redes de distribuição. Huang e Chin (2002), Venkatesh *et al.* (2004), Jeon; Kim (2004) e Bueno (2005) apresentam métodos de busca heurística para a minimização de perdas técnicas na situação de operação normal de redes de distribuição. Syahputra *et al.* (2014), Capitanescu *et al.* (2014) e Larimi *et al.* (2016) desenvolveram algoritmos de reconfiguração para maximização da capacidade de hospedagem de geração distribuída em redes de distribuição e minimização dos riscos de falha.

Em síntese, quase a totalidade dos algoritmos de reconfiguração encontrados em trabalhos acadêmicos recentes e mais antigos utilizam uma ferramenta de cálculo de fluxo de potência para determinar as condições operativas de uma manobra sugerida pelo método. Estas condições são avaliadas frente a restrições de operação e segurança da rede: queda de tensão, sobrecarga, balanço de potência, estabilidade de tensão, entre outros critérios.

O cálculo de fluxo de potência é útil não só na esfera dos algoritmos autônomos de reconfiguração, mas também utilizado pelos operadores dos centros de controle, e engenheiros que conduzem estudos de pré-operação, simulando

situações de contingência e definindo planos de manobra. Para isso, são características desejáveis a uma metodologia de fluxo de potência para reconfiguração de redes:

- Capacidade de modelagem de equipamentos de seccionamento de redes;
- Resiliência para execução do fluxo de potência em redes de grande porte;
- Simulação de operação em malha;
- Performance computacional adequada para execução de diversas simulações em sequência, necessárias a algoritmos de busca heurística ou a estudos de análise de contingência;
- Suporte à simulação de geração distribuída, inclusive ilhamento e microrredes.

Assim sendo, este trabalho apresenta uma metodologia de análise de fluxo de potência desenvolvida à luz das necessidades envolvidas nos estudos de reconfiguração de redes, apresentando uma abordagem que integra diferentes conceitos para se obter as características acima citadas.

## 1.1. OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho são organizados em duas partes, sendo a primeira o objetivo geral, que delinea o tema principal da pesquisa, e a segunda parte que lista os objetivos específicos, metas planejadas da pesquisa para que os resultados esperados sejam alcançados.

### 1.1.1 Objetivo geral

Desenvolver uma metodologia de fluxo de potência para a distribuição que auxilie estudos de reconfiguração de redes de distribuição.

### 1.1.2 Objetivos específicos

São objetivos específicos deste trabalho:

- Incorporar elementos chaveáveis (seccionáveis) ao modelo computacional de sistemas de energia em regime permanente por meio do método de fluxo de potência estendido;
- Desenvolver uma solução de processamento topológico que trate segmentos sem tensão, consequência da abertura de elementos seccionáveis em topologias radiais;
- Desenvolver uma solução para selecionar barras de geração candidatas à simulação deilhamento e viabilizar a execução do fluxo de potência com múltiplas referências de tensão;
- Utilizar o método de fluxo de potência estendido desacoplado-rápido para aumentar a eficiência computacional da ferramenta de cálculo;
- Estudar o uso da técnica de normalização complexa por unidade para viabilizar o uso do método desacoplado-rápido em sistemas de distribuição mau condicionados;
- Testar e validar o método desenvolvido em dados de sistemas com diferentes características, inclusive em circuitos reais de distribuidoras brasileiras.

## 1.2. CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

A contribuição do trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia computacional de análise de fluxo de potência para reconfiguração de redes de distribuição, pela união de diferentes técnicas de modelagem de redes, transformação dos dados, processamento topológico e cálculo numérico.

Especificamente no tema de pesquisa de análise de sistemas de energia elétrica, busca-se com o desenvolvimento desta metodologia em software aplicar o conceito de modelagem de equipamentos de seccionamento por meio do fluxo de potência estendido e sua variação desacoplada a redes de distribuição. Ao utilizar as mesmas simplificações do método Newton-Raphson desacoplado-rápido baseadas nas características das redes de transmissão em alta tensão, o conceito de normalização complexa por unidade será utilizado para um tratamento inicial dos dados de entrada.



Aproveitando a utilidade da modelagem de linhas seccionáveis proporcionada por este método, este trabalho tem o objetivo de aplicá-los ao problema de reconfiguração de redes de distribuição, simulação esta utilizada em trabalhos de planejamento da operação e planejamento de obras para melhoria dos indicadores de confiabilidade da distribuição. Portanto, um processamento topológico adicional é necessário de forma a tornar o método proposto resiliente a diversas topologias de circuitos primários de distribuição, incluindo situações nas quais parte do sistema é desenergizado, não havendo referência de tensão para o cálculo do fluxo de potência e também situações nas quais se deseja simular o comportamento de ilhamento de geração dispersa, tema discutido em publicações no tema *smart grids*.

Ferramentas disponíveis como os softwares de código aberto populares no meio acadêmico, GridLAB-D (Chassin *et al.*, 2008) e OpenDSS (Dugan, 2013) não abordam o problema da mesma forma proposta neste trabalho. Apesar de ambos possuírem a opção de modelagem de elementos seccionáveis, o primeiro possui *solvers* baseados nos métodos Newton-Raphson e *Backward-Forward Sweep*, apresentando limitações quanto a segmentos sem referência de tensão; o segundo é baseado no método de injeção de correntes e matriz admitância, tendo suporte a topologias malhadas, porém realizando um processamento anterior ao cálculo de fluxo de potência para levar em consideração chaves e disjuntores.

Busca-se com este trabalho desenvolver um método de fluxo de potência abrangente o suficiente para que possa cobrir quaisquer necessidades de cálculo em regime permanente para estudos de reconfiguração de redes de distribuição, seja incorporando a um algoritmo ou para utilização final.

### 1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é constituído por seis Capítulos, incluindo este, que apresenta o trabalho e proporciona ao leitor uma visão geral sobre o contexto e os assuntos que serão abordados ao longo do documento.

O Capítulo 2 apresenta uma introdução ao problema do fluxo de potência e sua resolução pelo método Newton-Raphson e variação desacoplada, métodos nos quais é baseado o fluxo de potência estendido.

Os conceitos apresentados no Capítulo 2 são de relevante importância para o entendimento do Capítulo 3, que aborda a modelagem de elementos chaveáveis por meio do método de fluxo de potência Newton-Raphson estendido e o método estendido desacoplado-rápido, este último o qual traz melhorias na eficiência computacional do cálculo. Neste capítulo também é apresentada uma estratégia de processamento topológico para adequar o método do fluxo de potência estendido às características das redes de distribuição, utilizando conceitos de observabilidade numérica, desenvolvidos originalmente para a estimação de estados.

O Capítulo 4 apresenta uma metodologia para adequação dos dados de entrada às condições de convergência do método desacoplado-rápido por meio da normalização complexa por unidade, permitindo que sistemas de distribuição que possuem altas relações  $R/X$  das impedâncias de suas linhas possam ter um bom condicionamento numérico.

No Capítulo 5 a integração dos conceitos em uma única ferramenta de análise de reconfiguração de redes de distribuição é apresentada utilizando um sistema teste didático e dois sistemas reais de distribuição, visando verificar a resiliência e a utilidade do método frente ao processamento de dados reais.

A conclusão deste trabalho e sugestões de trabalhos futuros são apresentados no Capítulo 6.

## **2. O PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA E SUA RESOLUÇÃO PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON**

### **2.1. INTRODUÇÃO**

O cálculo de fluxo de carga ou fluxo de potência é a determinação das variáveis de estado (módulos e ângulos das tensões nas barras) para uma determinada condição de operação da rede elétrica, quer seja da rede de transmissão em alta tensão quer seja da rede de distribuição. A determinação destes estados da rede permite o cálculo da distribuição de potência elétrica que flui por cada uma das linhas de transmissão, fornecendo então um importante subsídio tanto para estudos de planejamento de novas redes quanto para a operação de redes já existentes. A representação do sistema elétrico para este estudo é estática, ou seja, as variações da carga ou da geração são consideradas suficientemente lentas para que a frequência da rede elétrica seja considerada constante.

No âmbito do planejamento de redes elétricas, uma vez determinada uma previsão de consumo de energia elétrica, tanto em quantidade, quanto em distribuição espacial, o cálculo do fluxo de carga fornece os valores de potência que são transportados pelas linhas. Esta informação é de grande importância para a especificação dos equipamentos das novas redes. Por exemplo, numa rede de distribuição, a simulação de diversas configurações de rede para o atendimento de uma demanda futura permite a avaliação da melhor solução, tanto por critérios técnicos, como níveis de tensão estáveis nos pontos de conexão com consumidores, quanto por critérios econômicos.

Já na esfera da operação de sistemas elétricos, os resultados do cálculo de fluxo de carga são informações importantes para os operadores da rede elétrica, pois em posse destes resultados, podem ser detectadas violações nas restrições de máxima potência em linhas devido às suas restrições construtivas, ou violações dos níveis de tensão de fornecimento, fazendo com que estes operadores possam antever colapsos de tensão no sistema de transmissão, ou violações do nível mínimo de tensão de fornecimento aos consumidores na distribuição, por exemplo. Detectados problemas na rede como estes já citados, ou curtos-circuitos, que exigem a atuação de dispositivos de proteção, manobras devem ser executadas pela equipe de operação, visando contornar os problemas e manter o fornecimento de energia para

o maior número de consumidores possível, em estado restaurativo. Para isto, o fluxo de carga também pode ser utilizado para a simulação de casos de manobras na rede, mudando sua topologia, e, conseqüentemente, a distribuição dos fluxos de potência nas linhas, módulos e ângulos das tensões nas barras.

## 2.2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O primeiro artigo relatando a utilização de uma ferramenta para análise de sistemas de potência em regime permanente data de 1930, descrevendo o analisador de rede do Instituto de Tecnologia de Massachusetts (*Massachusetts Institute of Technology* – MIT). Este aparelho consistia numa grande máquina que simulava um sistema elétrico em escala reduzida. Diversos conjuntos de indutores, capacitores e reatores variáveis permitiam a parametrização de elementos constituintes de um sistema elétrico. Esta instalação do MIT (FIGURA 2.1) funcionava sob a tensão nominal de 200V e possuía um número suficiente de equipamentos para representar sistemas com até 8 unidades geradoras, 60 linhas ou cabos de transmissão, 40 cargas, 4 transformadores comutadores e qualquer número de condensadores síncronos (Hazen *et al.*, 1930).

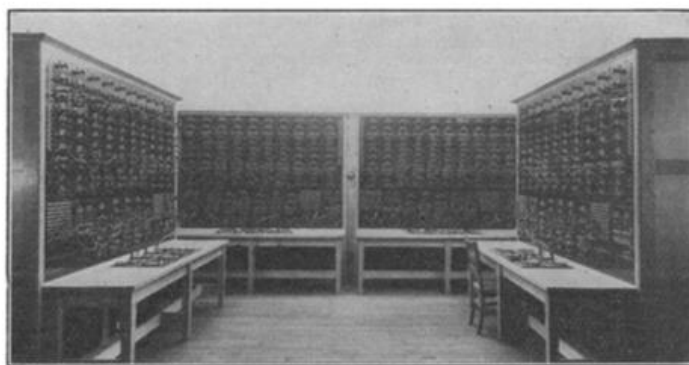


FIGURA 2.1 – ANALISADOR DE REDES DO MIT

Fonte: Hazen *et al.*, 1930

Datam da década anterior, mesas de teste de proteção de sistemas elétricos e análise de desempenho de relés de proteção, assim como um analisador de estabilidade de sistemas elétricos. Este último operando em tensões de 2300V, alimentado por geradores que podiam alcançar até 600 kVA de potencia (Evans; Bergvall, 1924).

Da década de 1930 em diante, o uso destes analisadores de rede é bastante difundido nos EUA, amparados pela crescente demanda de ferramentas de análise para planejamento de um sistema elétrico em constante expansão. No trabalho publicado por Dunstan (1947), é citado que neste ano já haviam em 14 analisadores em operação nos Estados Unidos, e sinaliza que para os engenheiros da época, os problemas de análise de sistemas de potência eram vistos como impossíveis de serem resolvidos sem estas ferramentas. Assim, em seu trabalho, Dunstan apresenta um método de cálculo dos estados da rede utilizando as ferramentas calculadoras da época, e demonstra que os resultados podem ser mais precisos do que aqueles obtidos nos analisadores, além de possuírem menor tempo de cálculo quando utilizando máquinas calculadoras com perfuradores de cartão. Um ano depois, Dunstan publica um novo trabalho, no qual mostra aprimoramentos em seu método de cálculo (Dunstan, 1948).

Com a construção do primeiro computador digital na década de 40 e a inevitável disseminação desta tecnologia, na década de 50 se iniciam as publicações de artigos científicos propondo algoritmos de cálculo de fluxo de potência para computadores digitais. Em Dunstan (1954), é apresentado um cálculo de fluxo de carga executado na calculadora digital IBM 602a, o qual “poderia ser realizado por operadores de máquina em cerca de 4 horas sem a ajuda de um engenheiro”. No trabalho de Henderson (1954), alterações no método de Dunstan são propostas com o intuito de diminuir a intervenção humana no processo de cálculo, reduzindo os custos desta operação. Neste trabalho, já é vislumbrada a possibilidade de se substituir os analisadores de rede no futuro.

No trabalho de Ward e Hale (1956) é apresentado um novo método iterativo para a resolução de fluxo carga, executado no computador da Universidade de Purdue, nos Estados Unidos. O método consiste na resolução de um sistema de equações derivadas do balanço de corrente nas barras do sistema (lei de Kirchhoff das correntes). Estas equações possuem como termo independente a potência ativa e reativa das barras. O método iterativo de Gauss-Seidel é utilizado para resolver o problema. Em Brown e Tinney (1957), é realizada uma comparação entre o método de Dunstan, baseado na lei de Kirchhoff das tensões, e, portanto, dependente da numeração das malhas do sistema, e o método de Ward e Hale, baseado na lei de Kirchhoff das correntes. Neste trabalho, é ressaltado que nenhum dos dois métodos possui as características ideais de performance para a resolução do problema, porém,

o método de Ward e Hale se sobressai, podendo realizar cálculos de fluxo de carga para sistemas grandes, tendo como contrapartida o tempo de cálculo elevado. Ainda neste trabalho, são propostas alterações no método para o aumento da velocidade de cálculo, sendo a mais eficiente delas a aceleração dos deslocamentos sucessivos, que se resume à adição de uma parcela às variáveis obtidas ao final de uma iteração, tentando fazer com que o método se aproxime mais rápido do ponto de convergência. Em Glimn e Stagg (1957), o método de Ward e Hale é implementado com rotinas que permitem a execução de diversos estudos de planejamento em sequência, utilizando os resultados do cálculo anterior, de modo a reduzir o tempo dos estudos de planejamento das concessionárias de energia da época. Também neste trabalho, é demonstrado um estudo simplificado dos tempos e custos dos estudos de fluxo de carga realizados em computadores digitais comparados aos mesmos estudos realizados em analisadores de rede, comprovando que quando feitos conforme o artigo, os tempos dos estudos em computador se mostram menores, e os custos se equivalem.

Por demonstrar as diversas vantagens do uso dos computadores na resolução do problema de fluxo de potência, o método de Ward e Hale se torna uma referência para a época, sendo ainda citados em artigos que realizam análises e propõem melhorias, como Van-Ness (1959a), Van-Ness (1959b) e outros que mostram a experiência de concessionárias da época, como St. Clair e Stagg (1959).

Em 1961, o método de eliminação de Van-Ness e Griffin (1961) é publicado na literatura. O princípio deste é o particionamento do sistema de equações, de forma que uma das partes seja resolvida pelo método iterativo nodal e a outra parte seja resolvida por uma substituição simples, utilizando os valores calculados na primeira parte, reduzindo o tempo total de cálculo. A desvantagem deste método é a necessidade de armazenamento dos elementos da matriz do sistema linear, tornando-o oneroso computacionalmente para sistemas grandes.

Em 1967, o trabalho de Sasson e Jaimes (1967) apresenta um panorama geral dos métodos desenvolvidos até o momento para computação automática do fluxo de carga.

Entre as publicações da época enfocadas na resolução do problema de fluxo de carga para redes de transmissão, engenheiros da *Baltimore Gas and Electric Company* publicaram um trabalho que descrevia um método computacional para determinação das tensões e correntes em nós de sistemas de distribuição trifásicos

radiais (Berg *et al.* 1967). Neste trabalho, a característica radial dos circuitos de distribuição em média tensão da companhia era aproveitada para simplificar o método de resolução, que se resumia ao agrupamento das impedâncias das cargas e linhas do fim dos circuitos até a subestação, transformando o sistema em uma representação de seis admitâncias (uma de linha e uma da carga para cada fase). Este método é considerado precursor dos métodos de varredura para circuitos radiais, ou fracamente malhados, conhecidos como *Backward-Forward Sweep*.

Neste mesmo ano de 1967, o artigo publicado por Willian Tinney e Clifford Hart (Tinney; Hart, 1967) apresenta o método de Newton para a resolução do fluxo de carga. Este trabalho é um dos mais importantes avanços no tema, pois o método desenvolvido possuía uma performance superior ao método de deslocamentos sucessivos, também chamado de Gauss-Seidel, sendo mais rápido e ocupando menos memória durante o cálculo. Como base de comparação, o autor equipara uma iteração do método de Newton a sete do método Gauss-Seidel. Além disso, soluções com tolerâncias aceitáveis são alcançadas em quatro ou cinco iterações do novo método. O trabalho de Tinney e Hart consolidou uma das técnicas mais robustas e eficientes de resolução do problema de fluxo de potência já desenvolvidas.

Outro importante trabalho foi o desenvolvido por Brian Stott e Ongun Alsaç apresentado em 1973 (Stott, B.; Alsaç, 1973), demonstrando o equacionamento do fluxo de potência desacoplado-rápido. Esta técnica se baseia no método de Newton e usa como princípio para a simplificação do cálculo, o forte acoplamento MW- $\theta$  e MVAR-V para sistemas de transmissão, cuja reatância indutiva das linhas é proporcionalmente muito maior que a resistência. Esta simplificação desacopla o problema em duas equações distintas, uma para a potência ativa e outra para a reativa. Outras premissas são levadas em consideração para que se possa manter as submatrizes restantes da jacobiana constantes durante todo o cálculo, simplificando ainda mais o processo, tornando-o mais rápido.

Em Stott (1974), uma revisão dos métodos de cálculo de fluxo de carga até então implementados para a resolução de problemas reais é realizada. Este trabalho demonstra as versatilidades dos métodos revisados, e, de forma geral, são classificados de acordo com os tipos de solução que proporcionam (exatas ou inexatas, ajustadas ou não ajustadas, entre outras), e as propriedades necessárias para cada tipo de estudo de fluxo de carga. Na conclusão, o autor ressalta a exploração da esparsidade (grande quantidade de posições nulas) das matrizes

utilizadas durante o cálculo, pois o armazenamento de apenas elementos não nulos aumenta a rapidez do cálculo e reduz a quantidade de variáveis estocadas na memória do computador. Além disso, Stott também destaca as vantagens do método de Newton, exaltando sua performance e versatilidade. Pode-se dizer que sua facilidade de implementação e boa capacidade de convergência para diversos tipos de sistemas, tornaram este método o mais utilizado até hoje, sendo este o mais popular dentre os *softwares* comerciais de fluxo de carga, inclusive o brasileiro ANAREDE, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – CEPEL, que hoje é o programa considerado referência para estudos de fluxo de carga no setor elétrico brasileiro.

Na vertente dos métodos de fluxo de potência baseados em varredura, Shirmoharmnadi *et al.* (1988) apresentam um trabalho adicionando funcionalidades ao método de varredura inicialmente apresentado em 1967 por Berg. O método apresentado permitia a simulação de sistemas fracamente malhados, contornando de parcialmente a principal desvantagem do método *Backward-Forward Sweep*.

Atualmente, ainda são publicados trabalhos que adicionam funcionalidades a métodos clássicos de fluxo de potência, uma vez que estes métodos já são bastante consolidados na literatura e se mostram eficientes quando comparados a novos trabalhos. De León e Semlyen (2002) que apresentam alternativas de preconditionadores e atualizações parciais da matriz Jacobiana para o método de Newton. Mashhour e Moghaddas-Tafreshi (2009) modelam transformadores trifásicos em suas diversas conexões de bobinas para o método de varredura.

No contexto deste trabalho, o histórico e as funcionalidades de modelagem de elementos chaveáveis adicionadas ao método Newton-Raphson clássico e ao método desacoplado-rápido são apresentadas no Capítulo 3.



### 2.3. DEFINIÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo do fluxo de potência, independente do método utilizado para sua resolução passa pela modelagem matemática da rede elétrica. Nesta modelagem, os componentes são representados por seus respectivos circuitos equivalentes. Assim, o sistema elétrico será um conjunto interligado destas representações individuais. Os modelos dos componentes constituintes da rede podem ser classificados em dois grupos, dependendo de sua conexão em relação à topologia do sistema: aqueles que se apresentam conectados entre um nó qualquer e o nó terra (elementos paralelos ou *shunts*) e aqueles conectados entre dois nós quaisquer do sistema (elementos série). São exemplos de elementos *shunt* a representação da capacitância inerente às linhas de transmissão (Efeito Ferranti), equipamentos como capacitores e reatores utilizados para a compensação de reativos, geradores e cargas. Já são exemplos dos elementos série a representação de resistência e reatância inerente às linhas de transmissão, transformadores e elementos de seccionamento como chaves e disjuntores.

As equações básicas do fluxo de potência são obtidas pela restrição de conservação das potências ativa e reativa em cada nó da rede, ou seja, a potência líquida injetada em um dos nós da rede deve ser igual à soma das potências que fluem em outros componentes que estejam conectados a este nó. As equações (2.1) e (2.2) apresentam estas condições de conservação de potência.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km} (V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.1)$$

$$Q_k = Q_k^{sh}(V_k) + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km} (V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \quad (2.2)$$

onde:

$\Omega_k$	Conjunto de barras adjacentes à barra $k$ , exceto a própria barra $k$ ;
$P_k, Q_k$	Injeções das potências ativa e reativa na barra $k$ , respectivamente;
$P_{km}, Q_{km}$	Fluxos de potência ativa e reativa saindo da barra $k$ em direção à barra $m$ , respectivamente;
$\theta_k, V_k$	Ângulo e módulo da tensão na barra $k$ , respectivamente;
$\theta_m, V_m$	Ângulo e módulo da tensão na barra $m$ , respectivamente;

$Q_k^{sh}$  Injeção de potência reativa do elemento *shunt*.

Os fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão e transformadores (sejam fixos, com comutadores de *tap* ou defasadores) podem ser obtidos pelo modelo generalizado monofásico da FIGURA 2.2, modelado matematicamente por (2.3) e (2.4).

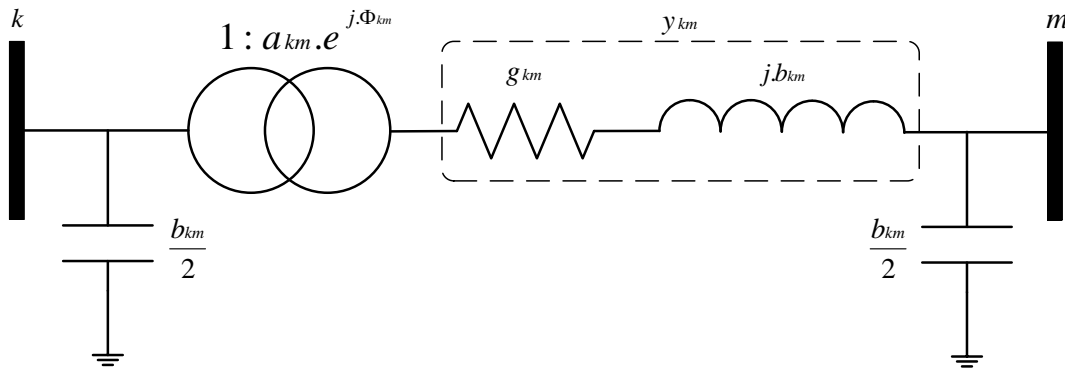


FIGURA 2.2 – MODELO GENERALIZADO PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES

Fonte: O autor (2016)

$$P_{km} = (a_{km} V_k)^2 g_{km} + a_{km} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km})] \quad (2.3)$$

$$Q_{km} = -(a_{km} V_k)^2 \left( b_{km} + \frac{b_{km}^{sh}}{2} \right) - a_{km} V_k V_m [g_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km}) - b_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km})] \quad (2.4)$$

onde:

- $a_{km}$  *Tap* do transformador comutador localizado entre as barras  $k$  e  $m$ .
- $\phi_{km}$  Ângulo de defasagem do transformador defasador localizado entre as barras  $k$  e  $m$ ;
- $g_{km}$  Condutância da linha localizada entre as barras  $k$  e  $m$ ;
- $b_{km}$  Susceptância da linha localizada entre as barras  $k$  e  $m$ ;
- $b_{km}^{sh}$  Susceptância *shunt* total da linha localizada entre as barras  $k$  e  $m$ ;
- $\theta_{km}$  Diferença entre os ângulos da barra  $k$  e da barra  $m$ .

É importante lembrar que o transformador defasador é um equipamento especial utilizado em sistemas de transmissão para se controlar o fluxo de potência ativa em uma determinada linha de transmissão. Sua utilização visa o controle do fluxo

de potencia em uma determinada área, evitando sobrecargas em linhas, principalmente naquelas utilizadas para intercâmbio de energia entre dois sistemas ou regiões. Este é um equipamento restrito a uma topologia malhada e geralmente utilizado para controle de grandes montantes de energia. Na distribuição de energia elétrica este equipamento não é utilizado, podendo-se então simplificar as equações (2.3) e (2.4) fazendo  $\phi_{km} = 0$ .

Também é importante notar, que o fluxo de potência no sentido contrário, ou seja, de  $m$  para  $k$  é numericamente diferente, pois há perda de energia nas impedâncias da linha de transmissão e do transformador. As equações (2.5) e (2.6) apresentam os fluxos de potência  $P_{mk}$  e  $Q_{mk}$ .

$$P_{mk} = (V_m)^2 g_{km} + a_{km} V_k V_m [g_{km} \cos(\theta_{mk}) + b_{km} \sin(\theta_{mk})] \quad (2.5)$$

$$Q_{mk} = -(V_m)^2 \left( b_{km} + \frac{b_{km}^{sh}}{2} \right) - a_{km} V_k V_m [g_{km} \sin(\theta_{mk}) - b_{km} \cos(\theta_{mk})] \quad (2.6)$$

Outra importante observação sobre as equações apresentadas acima é a representação de  $a_{km}$  e  $\phi_{km}$ . Foi utilizado como convenção nos modelos apresentados, ilustrados pela FIGURA 2.2, a relação de transformação de acordo com o referencial de  $k$  para  $m$  ( $1: a_{km} e^{j \cdot \phi_{km}}$ ). Dessa forma,  $a_{mk}$  e  $\phi_{mk}$  serão sempre iguais a 1 e 0, respectivamente.

Conforme já apresentado acima, as perdas elétricas em um elemento série (linha, ou transformador) são calculadas pela soma do fluxo de potência de  $k$  para  $m$  com seu análogo de  $m$  para  $k$ . Logo, as perdas para todo o sistema são dadas pelo somatório das perdas em cada um dos elementos série. O cálculo das perdas reativas feito da mesma maneira não é algo comumente calculado, pois muitas vezes seu resultado pode ser um número sem sentido interpretativo. Isto pode acontecer, pois enquanto uma linha pode estar absorvendo energia reativa, como um indutor, outra linha pode estar fornecendo energia reativa, como um capacitor. Desta forma, o acumulado pode ser tanto um valor de potência reativa indutiva, quanto capacitiva ou até mesmo zero, numa situação de coincidência. Em (2.7) é apresentada a equação de cálculo das perdas do sistema.

$$P_{perdas\ totais} = \sum_{l=1}^{n_l} (P_{km}^l + P_{mk}^l) \quad (2.7)$$

onde:

$n_l$  Número de linhas do sistema.

Pela aplicação da Lei de Kirchoff das correntes, representada na forma de potências ativa e reativa por (2.1) e (2.2), e substituindo em seguida nestas, as equações (2.3) e (2.4), temos então de forma explícita duas equações algébricas que representam as injeções de potência ativa (2.8) e reativa (2.9) nas barras do sistema em função dos módulos e ângulos das tensões. Estas equações são conhecidas como Equações Estáticas de Fluxo de Carga (EEFC) (Elgerd, 1983).

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \sin(\theta_{km})] \quad (2.8)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \sin(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})] \quad (2.9)$$

onde:

$G_{kk}$  Parte real do elemento  $kk$  da matriz  $Y_{barra}$ ;  
 $G_{km}$  Parte real do elemento  $km$  da matriz  $Y_{barra}$ ;  
 $B_{kk}$  Parte imaginária do elemento  $kk$  da matriz  $Y_{barra}$ ;  
 $B_{km}$  Parte imaginária do elemento  $km$  da matriz  $Y_{barra}$ .

As EEFCs possuem as seguintes características (Elgerd, 1983):

1. São algébricas por representarem um modelo estático de um sistema, ou seja, em regime permanente;
2. São não-lineares, o que dificulta a obtenção de soluções analíticas. São utilizados métodos numéricos para a obtenção de soluções, como o método Newton-Raphson;
3. A frequência não se encontra explícita na equação, porém é considerada constante e faz parte do cálculo das reatâncias do sistema que por sua vez compõem os elementos da matriz  $Y_{barra}$ .

A matriz  $Y_{barra}$  condensa e organiza dados topológicos e elétricos, que por sua vez são de grande valia em análises de rede como para as EEFCs apresentadas e cálculos de curto-circuito. A natureza de sua organização está diretamente relacionada à organização necessária para o cálculo de injeções, seja de corrente ou potência, variáveis de barra que necessitam das impedâncias de todas as linhas adjacentes a ela.

Sendo  $n_b$  o número de barras do sistema analisado, esta matriz tem tamanho  $n_b \times n_b$  e pode ser obtida por inspeção. Os índices das linhas e colunas são relativos à numeração de cada uma das barras. Os elementos que compõem a diagonal principal são constituídos pela soma das admitâncias ligadas àquela barra, inclusive elemento *shunt* de equipamentos como reatores ou capacitores e capacitâncias advindas do modelo de linha de transmissão. Os elementos fora da diagonal são constituídos pela admitância entre as duas barras índices do elemento multiplicada por -1. Em (2.10), um exemplo da estrutura da matriz é apresentado. Em (2.11), (2.12), (2.13) e (2.14) são apresentadas as equações para cálculo dos elementos constituintes da matriz  $Y_{barra}$ .

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1 n_b} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2 n_b} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n_b 1} & Y_{n_b 2} & \dots & Y_{n_b n_b} \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

$$Y_{kk} = j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} \left[ (a_{km} e^{j \cdot \Phi_{km}})^2 y_{km} + j \frac{b_{km}^{sh}}{2} \right] \quad (2.11)$$

$$Y_{mm} = j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} \left[ y_{km} + j \frac{b_{km}^{sh}}{2} \right] \quad (2.12)$$

$$Y_{km} = -(a_{km} e^{j \cdot \Phi_{km}} y_{km}) \quad (2.13)$$

$$Y_{mk} = -(a_{km} e^{-j \cdot \Phi_{km}} y_{km}) \quad (2.14)$$

onde:

$y_{km}$  Admitância da linha localizada entre as barras k e m.

A partir das equações apresentadas, é possível notar que a matriz  $Y_{barra}$  é simétrica apenas na ausência de transformadores defasadores no sistema analisado.

Para os sistemas que não possuem este equipamento, como é o caso dos sistemas de distribuição, a montagem da matriz pode ser simplificada conforme (2.15).

$$Y_{barra} = A Y_{primitiva} A^T \quad (2.15)$$

onde:

- $A$  Matriz de incidência barra-ramo;  
 $Y_{primitiva}$  Matriz admitância primitiva.

A matriz admitância primitiva organiza as admitâncias das linhas numa matriz  $n_l \times n_l$ , enquanto a matriz de incidência barra-ramo tem tamanho  $n_b \times n_l$  e organiza as informações topológicas da rede (Arrillaga; Watson, 2003).

Uma vez calculada a matriz  $Y_{barra}$  para o sistema em estudo e montadas as EEFC para todas as barras do sistema, percebe-se que além dos parâmetros fixos do circuito, dados pela matriz admitância, existem então quatro variáveis para cada duas equações (potências ativa e reativa) por barra. Desta forma, além do sistema ser composto por equações não-lineares, não há solução possível para o mesmo enquanto o número de equações for menor que o número de incógnitas. Para se reduzir o número de incógnitas, algumas delas devem ser fixadas, ou seja, devem ser dados de entrada. Assim, as barras são classificadas em três tipos clássicos, conforme as variáveis fixadas:

- Barra V $\theta$ : possui módulo e ângulo da tensão especificados, tendo as potências ativa e reativa como incógnitas. A referência de tensão é necessária pois torna o sistema possível e determinado, para que apenas uma solução seja encontrada para o problema. Além disso, esta barra funciona como barra de folga, assumindo todas as perdas do sistema que não são conhecidas à priori;
- Barra PV: possui a potência ativa e módulo da tensão especificados, tendo o ângulo da tensão e a potência reativa como incógnitas. Esta é fisicamente uma barra de geração firme, ou seja, que possui uma capacidade de geração considerável e ajusta sua potência reativa para manter o módulo da tensão constante em seu ponto de conexão;

- Barra PQ: possui as potências ativa e reativa especificadas, enquanto o módulo e ângulo das tensões são incógnitas. Esta categoria é comumente considerada uma barra de carga, mas também pode ser utilizada para representar geradores não-firmes, que possuem uma capacidade de geração pequena em relação a todo o sistema e por isso não têm capacidade de controlar a tensão no ponto de conexão, como é o caso da geração distribuída.

#### 2.4. RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO FLUXO DE POTENCIA PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON CONVENCIONAL

Conforme já apresentado, as EEFC fazem parte de um sistema de equações não-lineares que caracterizam o problema de fluxo de potência. A classificação das barras do sistema tornam-o possível de ser resolvido, porém sua resolução necessita de um método numérico, neste caso, foi utilizado neste trabalho o método Newton-Raphson.

Seja uma função não-linear  $g(x)$  a qual se deseja encontrar o valor de  $x$  para o qual a função se anula, o método de Newton é constituído pelos seguintes passos (Monticelli; Garcia, 2003):

1. Faz-se  $v = 0$  e escolhe-se uma solução inicial  $x = x^v = x^0$ ;
2. Calcula-se o valor de  $g(x^v)$ ;
3. Compara-se o valor calculado de  $g(x^v)$  com uma tolerância  $\varepsilon$  especificada. Se  $|g(x^v)| \leq \varepsilon$  a resposta foi encontrada, caso contrário o algoritmo prossegue;
4. Lineariza-se a função  $g(x^v)$  em torno do ponto  $x^v$  por meio da expansão em série de Taylor (a série expandida em dois termos já é considerada uma boa aproximação para a resolução do problema de fluxo de carga):

$$g(x^v + \Delta x^v) \cong g(x^v) + g'(x^v) \cdot \Delta x^v \quad (2.16)$$

onde:

- |              |  |
|--------------|--|
| $g'(x)$      | Derivada de $g(x)$ em relação a $x$ ;                          |
| $\Delta x^v$ | Deslocamento da solução $x^v$ rumo ao ponto de zero da função. |

5. Encontra-se  $\Delta x^v$  pela resolução do problema linearizado assumindo que  $g(x^v + \Delta x^v) = 0$ :

$$g(x^v) = g'(x^v)\Delta x^v \quad (2.17)$$

6. Atualiza-se o valor de  $x$  fazendo  $x^{v+1} = x^v + \Delta x^v$ ;  
 7. Faz-se  $v + 1 \rightarrow v$  e volta ao passo 2.

O método de Newton para a resolução do problema do fluxo de potência é uma aplicação multivariável do método apresentado. Neste caso, a função  $g(x)$  é um vetor com os *mismatches* das injeções de potências ativa e reativa do sistema em estudo. Os *mismatches* são as diferenças entre as injeções calculadas e especificadas. Portanto, neste vetor, apenas barras classificadas como PV e PQ têm suas equações dos *mismatches* de potência ativa no vetor, assim como apenas as equações dos *mismatches* de potência reativa para as barras PQ.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{especificado} - P_{calculado} \\ Q_{especificado} - Q_{calculado} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

onde:

$P_{especificado}$	Potência ativa especificada como dado de entrada para barras classificadas como PV ou PQ;
$P_{calculado}$	Potência ativa calculada por (2.8);
$Q_{especificado}$	Potência reativa especificada como dado de entrada para barras classificadas como PQ;
$Q_{calculado}$	Potência reativa calculada por (2.9).

Desta forma, deseja-se calcular os estados da rede determinados pelas variáveis  $V$  e  $\theta$  que façam com que o erro entre as injeções de potência especificadas e calculadas seja menor do que a tolerância especificada.

Partindo de (2.17), o análogo de  $g'(x^v)$  para o problema do fluxo de potência é derivada do vetor dos *mismatches* em relação à variável  $x$ , ou seja,  $V$  e  $\theta$ . Neste caso, a derivada se torna um vetor, pois é necessário fazer a derivada de todas as equações das injeções de potência ativa em relação a todos os módulos das tensões e também em relação a todos os ângulos das tensões. O mesmo deve ser feito para



as injeções de potência reativa. A esta matriz dá-se o nome de Jacobiana, apresentada em (2.19).

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

As derivadas  $H$ ,  $N$ ,  $M$  e  $L$  são as seguintes:

$$H_{kk} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [-G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) + B_{km} \cos(\theta_{km})] \quad (2.20)$$

$$H_{km} = V_k V_m [G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})] \quad (2.21)$$

$$N_{kk} = 2V_k G_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})] \quad (2.22)$$

$$N_{km} = V_k [G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})] \quad (2.23)$$

$$M_{kk} = V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})] \quad (2.24)$$

$$M_{km} = -V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_{km}) + B_{km} \text{sen}(\theta_{km})] \quad (2.25)$$

$$L_{kk} = -2V_k B_{kk} + \sum_{m \in \Omega_k} V_m [G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})] \quad (2.26)$$

$$L_{km} = V_k [G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) - B_{km} \cos(\theta_{km})] \quad (2.27)$$

A equação geral da resolução do problema do fluxo de potência pelo método de Newton é então a seguinte:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^v = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^v \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^v \quad (2.28)$$

onde:

$$\theta^{v+1} = \theta^v + \Delta \theta^v \quad (2.29)$$

$$V^{v+1} = V^v + \Delta V^v \quad (2.30)$$

Em se tratando da utilização do método Newton-Raphson para o cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição, é interessante a modelagem de

transformadores reguladores de tensão: equipamentos estes utilizados para realizar a regulação automática da tensão em pontos específicos da rede de distribuição onde o módulo da tensão atinge níveis precários de qualidade, ou para a regulação da tensão de saída da subestação. Em (2.28), o *tap* do transformador ( $a_{km}$ ) é considerado um parâmetro constante assim como as impedâncias do sistema, o que satisfaz a necessidade de entrada de um *tap* fixo para a simulação do fluxo de carga para um determinado sistema. Porém, se é desejado que a simulação apresente como saída o *tap* do transformador para uma determinada referência de tensão na barra de seu enrolamento secundário, esta barra deve ser classificada como PQV. Sua tensão será então especificada, assim como as potências ativa e reativa, e a variável de estado para esta barra será justamente  $a_{km}$ , sendo o índice  $m$  a barra de tensão controlada, seguindo a lógica do modelo 1:  $a_{km}$ .

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta Q \end{bmatrix}^v = \begin{bmatrix} H & N & W \\ M & L & Z \end{bmatrix}^v \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta a \end{bmatrix}^v \quad (2.31)$$

onde:

$W$	Derivada da injeção de potência ativa em relação ao seu respectivo <i>tap</i> , ou $\partial P_k / \partial a_{km}$ ;
$Z$	Derivada da injeção de potência reativa em relação ao seu respectivo <i>tap</i> , ou $\partial Q_k / \partial a_{km}$ ;

$$a_{km}^{v+1} = a_{km}^v + \Delta a_{km}^v \quad (2.32)$$

É importante ressaltar que, de acordo com (2.1) e (2.2),  $\frac{\partial P_k}{\partial a_{km}} = \frac{\partial P_{km}}{\partial a_{km}}$  e  $\frac{\partial Q_k}{\partial a_{km}} = \frac{\partial Q_{km}}{\partial a_{km}}$ .

Para que este modelo de controle seja fiel ao controle real dos transformadores reguladores, é importante a implementação de limites ao controle da variável  $a_{km}$ . Em bancos reguladores de tensão conectados em estrela, a regulação de tensão no secundário é de  $\pm 10\%$ , ou seja,  $0,90 \leq a_{km} \leq 1,10$ , enquanto que em bancos conectados em delta, a regulação é de  $\pm 15\%$ . Portanto, no momento em que

um dos *taps* controlados sair desta faixa durante as iterações do método, deve-se fixar o valor de  $a_{km}$  como sendo igual ao limite pertinente (máximo ou mínimo) e reclassificar a barra PQV para PQ.

A resolução de (2.28) resultará então nos estados  $\theta$ ,  $V$  e  $a_{km}$ , uma vez resolvido o sistema de equações com tamanho  $(2n_{pq} + n_{pv} + n_{pqv})$ . Este cálculo é então determinado de Subproblema 1.

O Subproblema 2 é a determinação das injeções de potências ativa e reativa para a barra de referência (cujas perdas não são conhecidas a priori) e a determinação das injeções de potência reativa para as barras PV. Conhecidos os estados da rede, o Subproblema 2 é resolvido pela simples substituição dos estados em (2.8) e (2.9).

O algoritmo do método Newton-Raphson é apresentado na FIGURA 2.3.

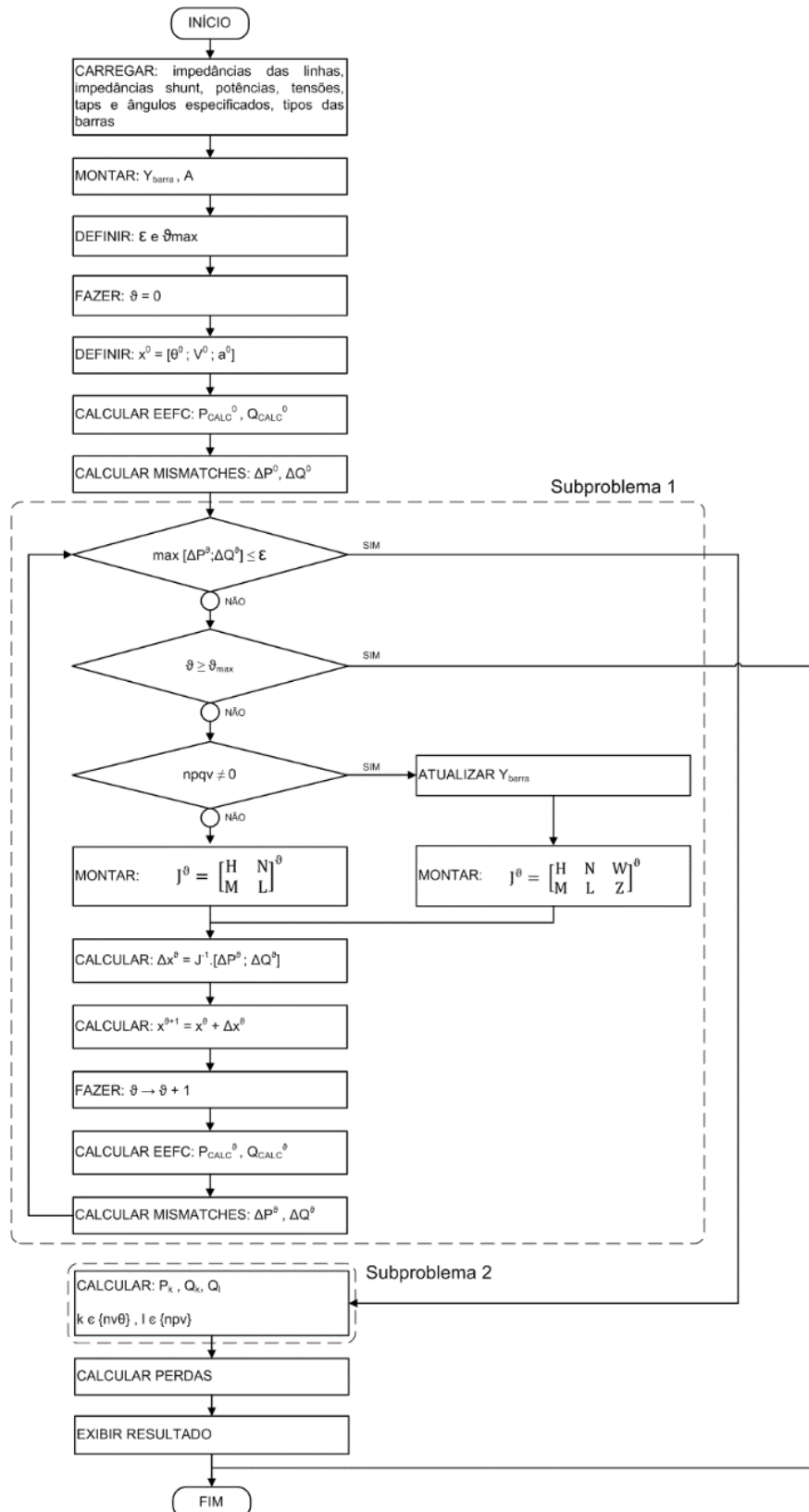


FIGURA 2.3 – ALGORITMO PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DE FLUXO DE POTÊNCIA PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON

Fonte: O autor (2016)

## 2.5. MÉTODO NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO

O método Newton-Raphson desacoplado rápido tem como principal motivador a busca por eficiência computacional e rapidez para a resolução do problema do fluxo de potência. O trabalho de Stott e Alsac (1973) apresenta simplificações ao método tradicional baseadas nas características particulares dos sistemas de transmissão de alta tensão: altas relações  $X/R$  e pequenas diferenças angulares entre as barras. Estas duas características colocam em evidência a alta sensibilidade da potência ativa em relação à diferença angular entre as barras e a sensibilidade da potência reativa em relação ao módulo da tensão.

Estas características permitem então, as seguintes simplificações:

$$N = 0 \text{ e } M = 0 \therefore J = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \quad (2.33)$$

$$\cos(\theta_{km}) \approx 1 \quad (2.34)$$

$$G_{km} \cdot \sin(\theta_{km}) \ll B_{km} \quad (2.35)$$

$$Q_k \ll B_{kk} V_k^2 \quad (2.36)$$

Onde as equações de  $H_{kk}$  e  $L_{kk}$  podem ser reescritas em função das injeções de potência reativa:

$$H_{kk} = -B_{kk} V_k^2 - Q_k \quad (2.37)$$

$$L_{kk} = -B_{kk} V_k^2 + Q_k \quad (2.38)$$

Utilizando-se então a simplificação apresentada em (2.36), temos as seguintes equações para o problema do fluxo de carga:

$$\Delta P_k / V_k^{v_\theta} = B' \Delta \theta^{v_\theta} \quad (2.39)$$

$$\Delta Q_k / V_k^{v_V} = B'' \Delta V^{v_V} \quad (2.40)$$

É importante notar que o resultado do desacoplamento entre P-V e Q- $\theta$  são dois sistemas separados, cujas matrizes jacobianas são constantes a cada iteração e função apenas das reatâncias das linhas. Desta forma, há um grande ganho em

rapidez de cálculo, pois as matrizes  $B'$  e  $B''$  podem ser montadas e invertidas na fase de pré-processamento dos dados, assim, não haverá mais necessidade de se repetir esta operação até o fim do cálculo. Cada conjunto de equações possui seu próprio contador de equações:  $v_\theta$  e  $v_V$ .

A desvantagem das simplificações apresentadas é sua aplicação restrita a sistemas com as características apontadas. No Capítulo 4 será apresentada uma técnica para a preparação dos dados de entrada de um sistema elétrico para que o método desacoplado rápido possa ser utilizado. O objetivo será a utilização deste método desacoplado para sistemas de distribuição, cujas características são as baixas relações  $X/R$  das linhas e altas diferenças angulares.

As matrizes  $B'$  e  $B''$ , pertencentes, respectivamente aos sistemas P- $\theta$  e Q-V, inicialmente derivam da parte imaginária da matriz  $Y_{\text{barra}}$ . Porém, outras versões de montagem destas duas matrizes são utilizadas, com o objetivo de simplificar ainda mais a montagem destas. Negligenciando as resistências, ou seja, fazendo  $1/X$  apenas, temos um modelo similar ao utilizado no fluxo de carga DC. A versão na qual  $B' = B$  e  $B'' = 1/X$  é chamada de BX. As outras variações também são possíveis (XX, XB e BB), contudo, a convergência para as variações BB e XX se mostra comprometida (Monticelli *et al.*, 1990).

O algoritmo do fluxo de potência Newton-Raphson desacoplado rápido é apresentado na FIGURA 2.4.

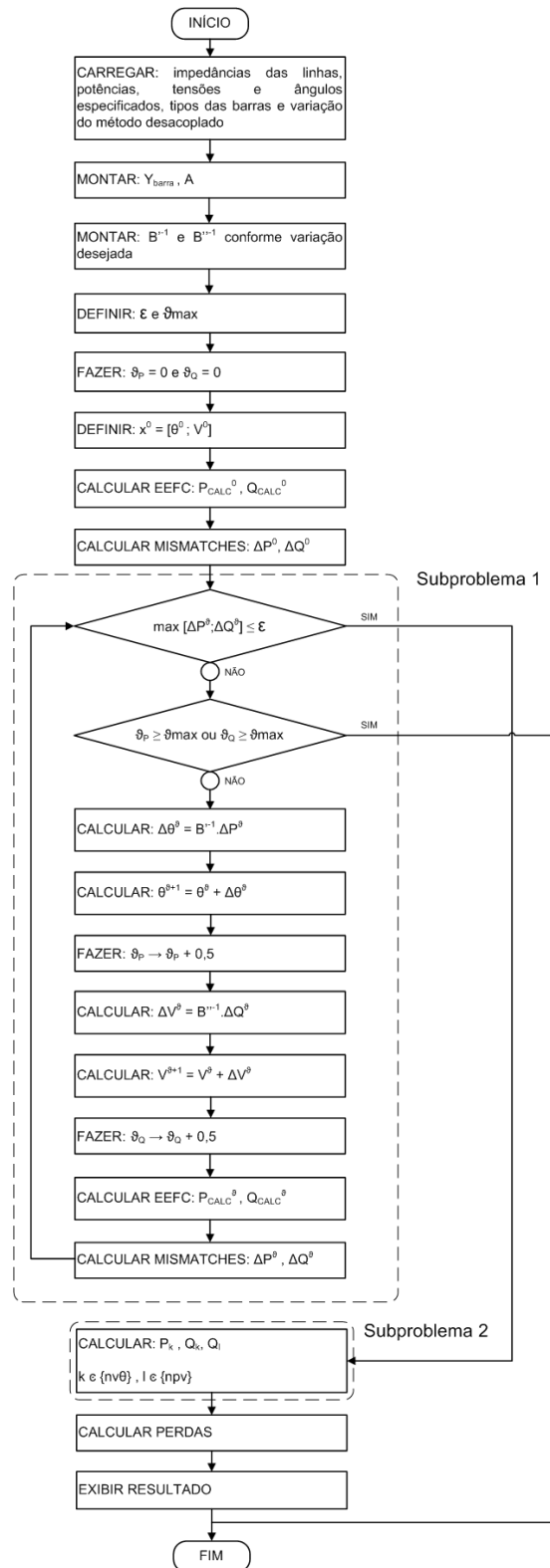


FIGURA 2.4 – ALGORITMO PARA RESOLUÇÃO DO PROBLEMA DO FLUXO DE POTÊNCIA PELO MÉTODO NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO POR DESLOCAMENTOS SUCESSIVOS

Fonte: O autor (2016)





### **3. MODELAGEM DE ELEMENTOS CHAVEÁVEIS: FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO**

#### **3.1. INTRODUÇÃO**

O estudo de fluxo de carga para a operação de sistemas elétricos tem como objetivo determinar os estados da rede baseados no comportamento já conhecido da carga, de acordo com suas variações sazonais, como por exemplo, como sobrecargas da rede de distribuição originárias do uso de aparelhos ar-condicionado no verão. Sabendo que a variação do consumo utilizando dados históricos de anos anteriores, os engenheiros de sistemas de energia conduzem estudos para se definir possíveis situações críticas e como contorná-las se possível por meio de manobras de transferência, ou alívio de carga.

Outro tipo de estudo importante é o de análise de contingências, no qual são simulados diversos defeitos nos vários equipamentos (disjuntores de subestações, transformadores de subestações, disjuntores de linhas de transmissão, etc) para segmentos da rede ou para o sistema como um todo, e determinando assim planos de operação emergencial para reestabelecimento da energia, ou construções de novas linhas de transmissão ou subestações para atender aos critérios de falha, como na transmissão é o critério  $n-1$ .

A modelagem de ramos chaveáveis, modelando equipamentos de seccionamento da rede, torna então o método de fluxo de carga mais adequado para análises de reconfiguração da rede, podendo assim simular manobras de equipamentos ao longo de circuitos de distribuição ou manobras de seccionadoras pertencentes a subestações de energia.

### 3.2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

No âmbito da modelagem de componentes de seccionamento para estudos de planejamento e operação em regime permanente, o trabalho de Monticelli e Garcia (1991) discute a modelagem de ramos de impedância zero para a representação de disjuntores e outros elementos de chaveamento da rede elétrica na estimação de estados. Diferentemente do fluxo de carga que calcula os estados da rede (tensões complexas nas barras) a partir dos dados de injeção de potência nas barras (consumo de potência das barras de carga e produção nas barras de geração), a estimação de estados calcula os estados da rede a partir de valores medidos de tensões complexas, injeções ou fluxos de potência nas linhas, desde que o sistema seja observável, ou seja, que se possua um número mínimo de medidas otimamente distribuídas que garantam as informações necessárias para o cálculo de todos os estados desejados de uma determinada rede.

Esta abordagem foi motivada pelo fato de tradicionalmente se reduzir as subestações a uma única barra nos estudos de regime permanente, assim se perdendo muitas medidas que se encontram disponíveis nas subestações, mais especificamente associadas aos próprios disjuntores que possuem pontos de conexão para transformadores de corrente e tensão. O diferencial deste trabalho é o fato de o modelo contornar os problemas da inserção de linhas com impedâncias de valores muito pequenos, o que torna a matriz ganho da estimação de estados singular, impossibilitando sua inversão e conseqüentemente, a resolução do problema. Como os problemas de singularidade de matrizes estão geralmente associados a barras que possuem conexão com ramos de impedâncias de ordem de grandeza muito diferente, neste trabalho foi então proposta a inserção dos fluxos de potência nestes ramos como variáveis de estado do problema, associando a estes, medidas de injeção de potência nula nas barras adicionais criadas para acomodar as novas linhas seccionáveis.

Em Monticelli (1993), o trabalho anterior de modelagem de elementos de seccionamento é continuado, agora numa discussão que envolve os impactos da representação de diversos ramos chaveáveis conectados entre si, o que acontece quando se pretende representar subestações com topologias complexas. Neste trabalho, os conceitos de modelagem no nível de seção de barras são estendidos à observabilidade e processamento de erros de medidas.

Os conceitos definidos nas publicações anteriores são consolidados em Alsaç *et al.* (1997), trabalho no qual a modelagem da rede no nível da subestação e consequentes desdobramentos na análise de observabilidade e no processamento de erros são formuladas numa abordagem generalizada, então chamada de estimação de estados generalizada.

Na dissertação de Pinto Jr. (2005) a modelagem das subestações no nível de seção de barras é trazida ao problema do fluxo de carga, sendo então adaptada ao método de Newton. De forma análoga à estimação de estados, os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos chaveáveis são tratados como variáveis de estado, uma alternativa à modelagem de impedâncias zero que criam problemas numéricos na inversão da matriz Jacobiana do fluxo de carga.

Nos trabalhos de Lourenço *et al.* (2009) e Lourenço *et al.* (2010), o fluxo de potência no nível de seção de barras é apresentado em sua forma desacoplada rápida (*Extended Fast Decoupled Power Flow*) na publicação de 2009, e em sua forma completa (*Extended Power Flow*) na publicação de 2010, nesta última também sendo abordado o tratamento de circuitos formados apenas por ramos chaveáveis de impedância zero, problemática levantada por Monticelli em 1993 para a estimação de estados. Em Blanco *et al.* (2013) é apresentada uma abordagem de recomposição de redes que se utiliza da modelagem de fluxo de potência em nível de seção de barras, fazendo uso em conjunto da técnica de redes fictícias para o tratamento de múltiplas referências e do cálculo de um fator de distribuição para determinar a ordenação do chaveamento corretivo.

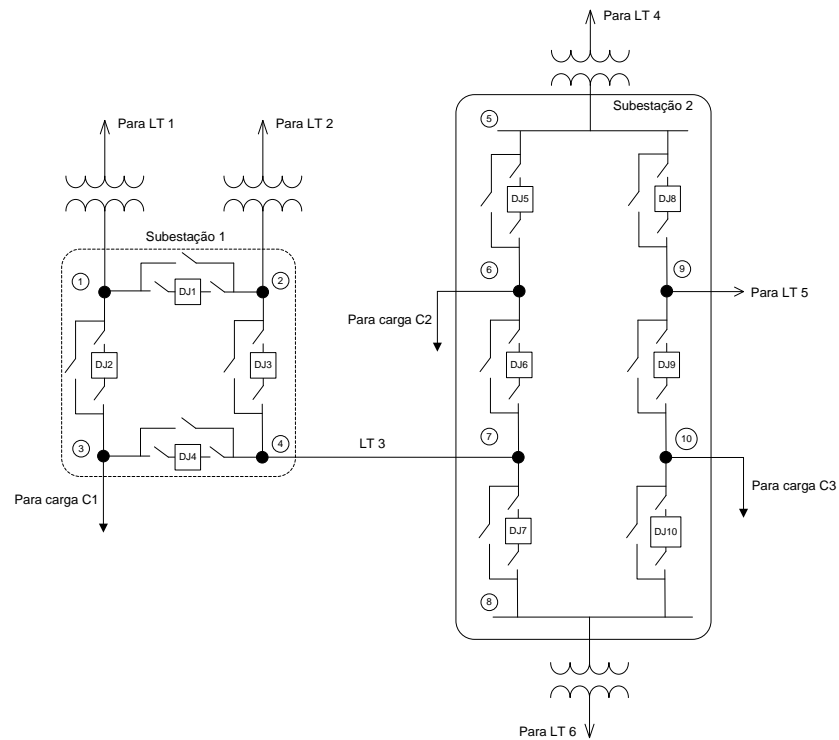
### 3.3. FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO

A modelagem matemática de sistemas elétricos para análise em regime permanente utiliza classicamente o esquemático barra-ramo. Esta representação classifica o circuito elétrico que representa um segmento do sistema de transmissão ou distribuição como um conjunto de barras e ramos interligados. As barras representam os nós de um circuito elétrico. Na transmissão, estes nós ou barras representam as subestações, que são reduzidas a uma única barra conforme a topologia da subestação e a manobra de seus equipamentos de seccionamento. Os ramos representam as linhas de transmissão, cujos parâmetros dependem das características da mesma (curta, média ou longa). Na distribuição, os nós representam pontos do circuito nos quais um equipamento *shunt* é conectado, uma bifurcação ou a conexão de uma carga. No esquemático barra-ramo, equipamentos de seccionamento e manobra não são representados quando não há modelagem deste componente. Desta forma, a topologia é rearranjada quando da mudança de estado de chaves e disjuntores.

Já a modelagem da topologia do sistema elétrico no nível de seção de barras expande o esquemático, representando então todas as linhas e equipamentos de seccionamento. A vantagem desta modelagem é a representação e cálculo direto do fluxo de carga sem a necessidade de um processamento topológico anterior, no qual as barras e ramos tem de ser reorganizadas para em seguida realizar-se o cálculo do fluxo de potencia.

A FIGURA 3.1 apresenta um comparativo entre a topologia barra-ramo e nível de seção de barras para um sistema de transmissão. A FIGURA 3.2 apresenta o mesmo comparativo para uma rede de distribuição. As siglas LT, DJ, CS e RA se referem respectivamente à linha de transmissão, disjuntor, chave seccionadora e religador automático.

Representação no nível de seção de barras



Representação barra-ramo

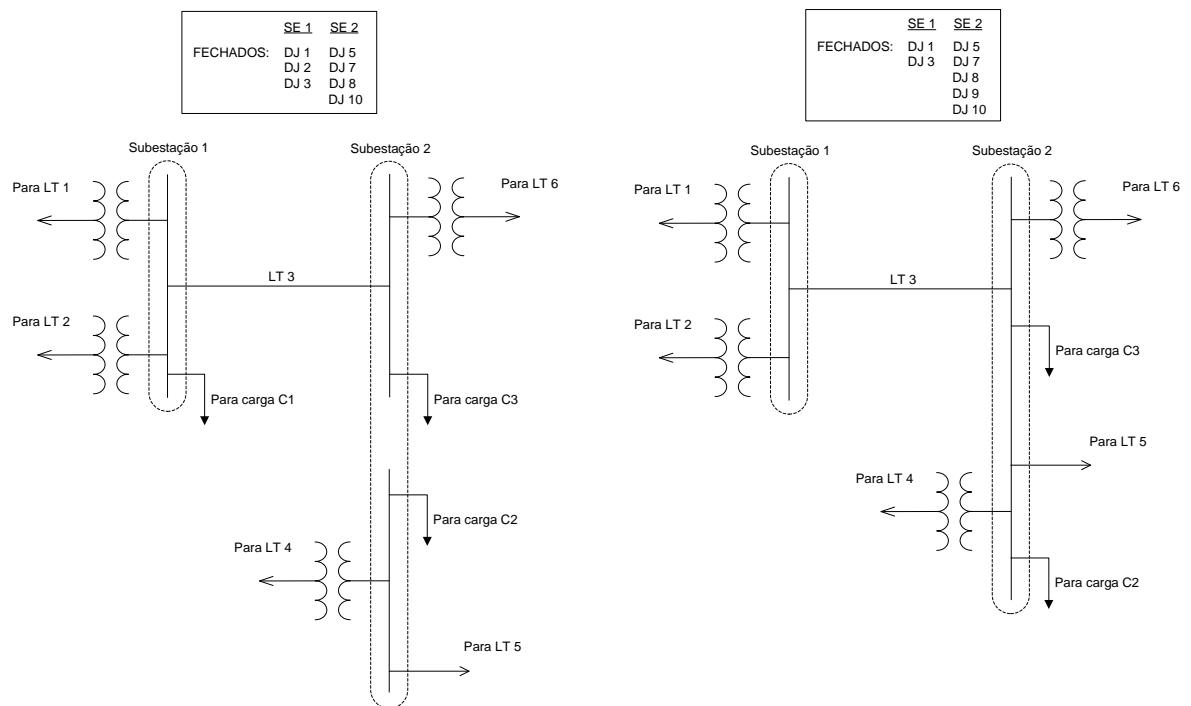


FIGURA 3.1 – REPRESENTAÇÕES BARRA-RAMO E NÍVEL DE SEÇÃO DE BARRAS PARA DUAS SUBESTAÇÕES DE TRANSMISSÃO

Fonte: O autor (2016)

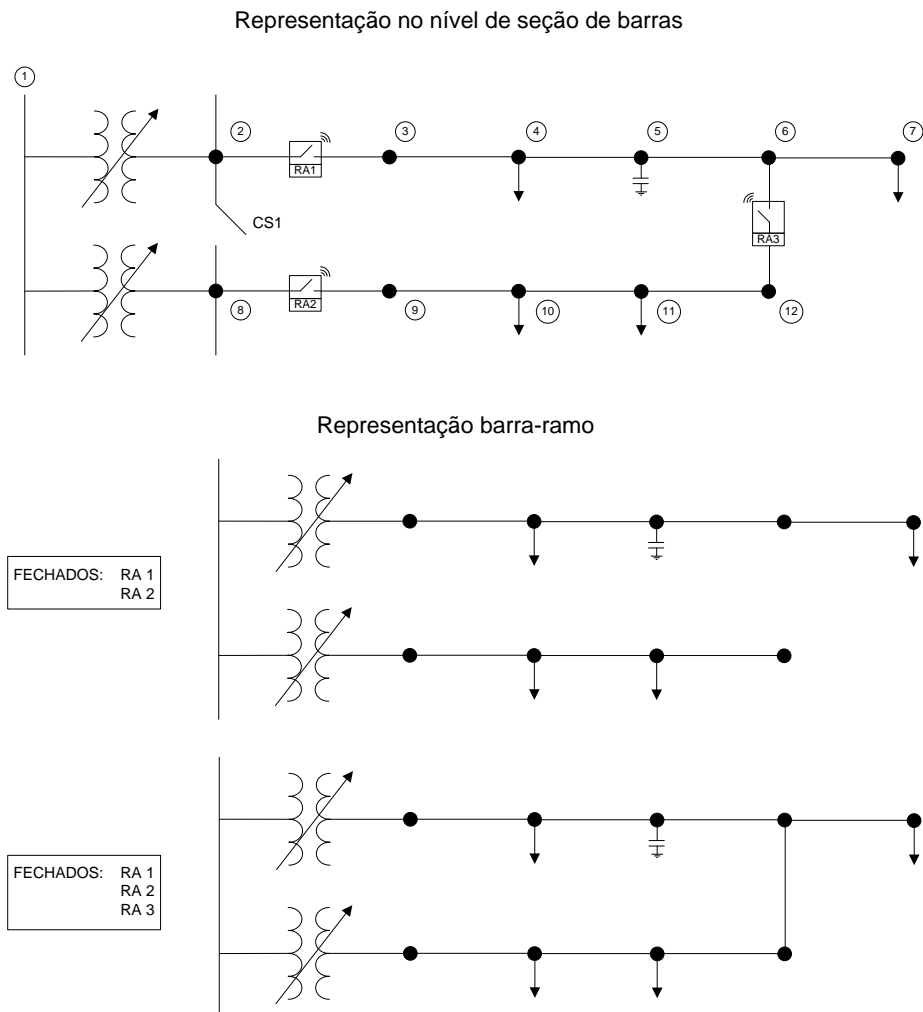


FIGURA 3.2 – REPRESENTAÇÕES BARRA-RAMO E NÍVEL DE SEÇÃO DE BARRAS DOIS ALIMENTADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Fonte: O autor (2016)

O fluxo de potência estendido apresentado por Lourenço *et al.* (2010) tem como ideia principal a declaração dos fluxos de potência ativa e reativa em equipamentos de seccionamento como variáveis de estado do sistema assim como os módulos e ângulos das tensões. Declarando-os desta forma, o problema de modelagem destes ramos como impedância zero ou infinita é contornado, evitando assim os evidentes problemas numéricos que estes valores acarretariam, impossibilitando a convergência do método de Newton.

Para isso, as linhas são separadas em dois conjuntos: os ramos convencionais, modelados conforme a FIGURA 2.2, sendo estes os ramos encontrados na representação barra-ramo; e os ramos chaveáveis, seções de linha

que podem assumir impedância nula ou infinita dependendo do estado aberto ou fechado do equipamento.

As equações (3.1) e (3.2) demonstram a expansão das equações originais apresentadas em (2.8) e (2.9), introduzindo os ramos chaveáveis à modelagem do sistema, modificando então as injeções de potência ativa e reativa.

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) + \sum_{l \in \Gamma_k} t_{kl} \quad (3.1)$$

$$Q_k = Q_k^{sh}(V_k) + \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) + \sum_{l \in \Gamma_k} u_{kl} \quad (3.2)$$

onde:

$\Omega_k$	Conjunto de barras adjacentes à barra $k$ , conectadas por ramos convencionais;
$\Gamma_k$	Conjunto de barras adjacentes à barra $k$ , conectadas por ramos chaveáveis;
$t_{kl}$	Variável de estado do fluxo de potência ativa em ramo chaveável saindo da barra $k$ em direção à barra $l$ ;
$u_{kl}$	Variável de estado do fluxo de potência reativa em ramo chaveável saindo da barra $k$ em direção à barra $l$ ;

Na formulação estendida os fluxos de potência em ramos chaveáveis são adicionados ao vetor dos estados. Para isso, novos elementos devem ser igualmente adicionados ao vetor dos *mismatches*, assim como novas linhas e colunas na matriz Jacobiana. A formulação do método de Newton para o fluxo de potência estendido análoga à formulação original apresentada em (2.28) é apresentada em (3.3), (3.4), (3.5), (3.6) e (3.7).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ f_\theta \\ f_V \end{bmatrix}^v = \begin{bmatrix} H & N & T & 0 \\ M & L & 0 & U \\ C & 0 & O & 0 \\ 0 & D & 0 & P \end{bmatrix}^v \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta t \\ \Delta u \end{bmatrix}^v \quad (3.3)$$

onde:

$T, U, C, D, O, P$	Submatrizes contendo as respectivas derivadas: $\partial P / \partial t$ , $\partial Q / \partial u$ , $\partial f_{\theta-i,j} / \partial \theta$ , $\partial f_{V-i,j} / \partial V$ , $\partial f_{\theta-i,j} / \partial t$ , $\partial f_{V-i,j} / \partial u$ .
$f^{CL}$	Função $\theta - i, j$ ou $V - i, j$ definida para a situação em que seu respectivo ramo chaveável se encontra em estado fechado
$f^{OP}$	Função $\theta - i, j$ ou $V - i, j$ definida para a situação em que seu respectivo ramo chaveável se encontra em estado aberto

$$f^{CL}_{\theta-i,j}{}^v = \theta_i^v - \theta_j^v = 0 \quad (3.4)$$

$$f^{CL}_{V-i,j}{}^v = V_i^v - V_j^v = 0 \quad (3.5)$$

$$f^{OP}_{\theta-i,j}{}^v = t_{ij}^v = 0 \quad (3.6)$$

$$f^{OP}_{V-i,j}{}^v = u_{ij}^v = 0 \quad (3.7)$$

O sistema é então resolvido conforme os passos apresentados do método de Newton. As atualizações dos estados  $t$  e  $u$  são realizadas de forma análoga às equações (2.29) e (2.30).

A introdução dos ramos chaveáveis estende o vetor de estados, e consequentemente a matriz Jacobiana e o vetor dos *mismatches*. Sendo assim, o vetor estendido de estados e dos *mismatches* possui o tamanho  $(2n_{pq} + n_{pv} + n_{rc})$ , sendo estes respectivamente, o número de barras PQ, PV e número de ramos chaveáveis do sistema.

No caso do ramo chaveável possuir impedância nula (dispositivo de seccionamento fechado), são utilizadas (3.4) e (3.5). Já em estado aberto, são utilizadas (3.6) e (3.7). As novas derivadas acrescidas à matriz Jacobiana assumem sempre valores constantes, estas podendo valer, dependendo do caso, -1, 0 ou 1.

A montagem das matrizes admitância ( $Y_{barra}$ ) e incidência barra-ramo ( $A$ ) também tem de ser modificada para que a modelagem das impedâncias não provoque problemas numéricos.

Na matriz admitância, os elementos da matriz correspondentes aos ramos chaveáveis (fora da diagonal principal) são sempre nulos, qualquer seja seu estado, aberto ou fechado. Desta forma, todos os ramos chaveáveis são vistos pela modelagem matemática como admitâncias nulas, ou seja, segmentos interrompidos



do circuito. Nos elementos da diagonal principal, cuja montagem é a soma das admitâncias conectadas à barra cujo índice é o índice do elemento da diagonal, a parcela relativa aos ramos chaveáveis também é declarada nula.

Na matriz incidência barra-ramo, que por sua vez, representa apenas a topologia (ligações entre barras e ramos), sem levar em consideração a impedância das linhas e elementos *shunt*, estes ramos chaveáveis são declarados como linhas presentes na topologia como linhas convencionais, independentemente de seu estado aberto ou fechado.

Desta forma, o elemento responsável na metodologia para calcular fluxos de potência diferentes de zero nos ramos chaveáveis fechados e nulos nos ramos abertos é justamente a definição das equações dos *mismatches* relacionados a cada chave, representadas de (3.4) a (3.7). Isto significa que os valores de tensão nas barras antes e depois do ramo chaveável aberto serão iguais, como se a impedância entre estas duas barras fosse nula.

### 3.4. FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO DESACOPLADO RÁPIDO

O fluxo de potência estendido desacoplado rápido apresentado por Lourenço *et al.* (2009), propôs o desacoplamento do conjunto de equações do sistema estendido apresentado em (3.3) utilizando as mesmas simplificações matemáticas possíveis apresentadas por Stott e Alsac (1973) para sistemas em que a relação X/R das impedâncias das linhas é alta, como é o caso dos sistemas de transmissão em alta tensão. Estas simplificações, apresentadas em (2.33), (2.34), (2.35) e (2.36) levam à omissão das matrizes  $N$  e  $M$  permitindo o desacoplamento do sistema em duas partes.

Nota-se que as novas submatrizes da Jacobiana acrescidas pela modelagem estendida já são desacopladas, ou seja, não há submatrizes que relacionam  $f_\theta$  e  $\Delta u$  e  $f_V$  e  $\Delta t$ . Assim, é possível desacoplar o sistema estendido original (3.3) conforme apresentação em (3.8) e (3.9).

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ f_\theta \end{bmatrix}^{v_\theta} = \begin{bmatrix} B' & T \\ C & O \end{bmatrix}^{v_\theta} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta t \end{bmatrix}^{v_\theta} \quad (3.8)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta Q \\ f_V \end{bmatrix}^{v_V} = \begin{bmatrix} B'' & U \\ D & P \end{bmatrix}^{v_V} \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta u \end{bmatrix}^{v_V} \quad (3.9)$$

### 3.5. TRATAMENTO DE SEGMENTOS SEM REFERÊNCIA DE TENSÃO

O fluxo de potência estendido, apesar de modelar elementos chaveáveis em seus estados aberto e fechado, ainda é baseado no método de Newton, que tem como objetivo resolver um conjunto de equações não-lineares por meio de uma linearização baseada na série de Taylor. Assim como qualquer sistema, para que este seja possível e determinado, o problema deve ter um número de equações igual ao número de incógnitas. Para isso, conforme discutido no Capítulo 2, são especificadas as potências ativa e reativa nas barras PQ, potência ativa e módulo da tensão nas barras PV e módulo e ângulo da tensão na barra  $V_\theta$ , que é a barra de referência. Esta barra é a referência de tensão para todas as outras, ou seja, a magnitude e módulo das demais tensões do sistema são valores relativos à barra de referência.

Desta forma, quando da ocorrência de abertura de uma chave que deixa parte do sistema desconectado da barra de referência, no caso dos sistemas radiais como os de distribuição, é necessário detectar os segmentos da rede que estão sem referência. No caso deste segmento possuir algum tipo de gerador conectado que possa funcionar sem uma referência externa de tensão, o cálculo do fluxo de potência deve continuar para este segmento, transformando este gerador na referência deste outro segmento, prosseguindo então o cálculo com múltiplas referências de tensão. Para isso, entende-se que os geradores modelados como barras PV são candidatos a se tornarem referências de tensão, pois estes geradores podem regular sua potência reativa para controlar a tensão em sua barra. Geradores modelados como barras PV para o cálculo de fluxo de carga são máquinas rotativas, com certa inércia e que possuem capacidade de controlar sua velocidade e potência gerada, como é o caso de máquinas síncronas de termelétricas e hidrelétricas. Por outro lado, pequenos geradores, como é o caso da geração distribuída solar ou eólica são conectados à rede por meio de inversores de frequência configurados para fornecer apenas potência ativa, necessitando de referência de tensão externa para funcionar. Estes geradores estão sujeitos às flutuações de tensão em suas barras de conexão, e não possuem potência suficiente para regular sua própria tensão mediante a barra “infinita” da distribuidora. Estes geradores são então modelados como barras PQ, sendo  $P_G > P_D$  e  $P = P_G - P_D$ .

A detecção de segmentos sem referência foi então vislumbrada de forma análoga à detecção de ilhas não-observáveis de um sistema elétrico. A análise de

observabilidade é uma importante ferramenta para a estimação de estados. Esta ferramenta permite, de antemão saber quais porções da rede elétrica serão observáveis pelo estimador de estados dado um conjunto de medidas resultados de sensores alocados ao longo de linhas e barras.

A observabilidade numérica, demonstrada no trabalho de Monticelli e Wu (1985), se baseia no tratamento numérico de matrizes essenciais à estimação de estados para detectar múltiplas ilhas não observáveis, dado um conjunto de medidas. As ilhas observáveis são detectadas pelos pivôs nulos da matriz ganho, calculada conforme (3.10).

$$G = H^T H \quad (3.10)$$

onde:

$H$  Matriz contendo as funções não-lineares que relacionam as medidas ao vetor de estados (Abur; Exposito, 2004).

A matriz  $H$ , que relaciona medidas ( $m$ ) e estados ( $n$ ) se assemelha estruturalmente à matriz incidência barra-ramo transposta, pois, em um sistema que possua apenas medidas de fluxo de potência para a estimação de estados, a equação que relaciona as medidas  $P_{km}$  e  $Q_{km}$  necessita dos estados  $V_k$ ,  $\theta_k$ ,  $V_m$  e  $\theta_m$ , relacionando uma medida aos estados das duas barras nas extremidades da linha. A matriz incidência pode ser estruturalmente comparada à matriz  $H$  preenchida apenas com medidas de corrente. Portanto, a observabilidade da matriz  $H$  é comprometida quando alguma das linhas não possui medidas. Analogamente à matriz incidência, quando uma de suas colunas é nula, ou seja, quando não há duas barras nas extremidades desta linha.

Em suma, os segmentos sem referência de tensão podem ser descobertos pelos pivôs nulos de uma matriz ganho calculada a partir da matriz incidência do sistema, conforme (3.11).

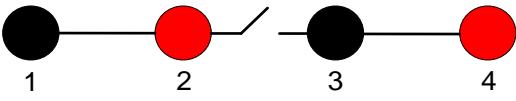
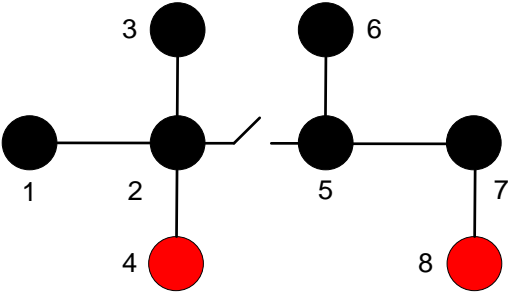
$$G_{topológica} = A A^T \quad (3.11)$$

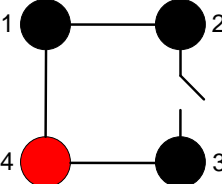
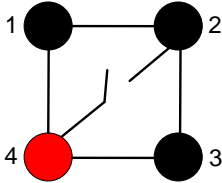
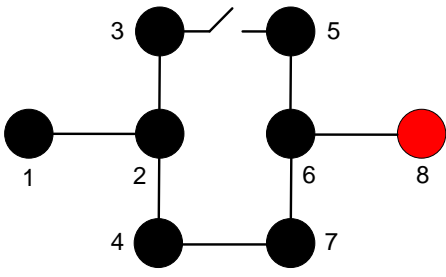
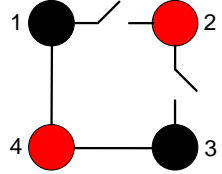
Os pivôs nulos de uma matriz são os elementos nulos da diagonal da matriz superior produto da decomposição LU. Em um sistema possível e determinado, ou seja, que possui solução para o problema do fluxo de potência, apenas um pivô nulo seria encontrado nesta matriz. Este pivô seria uma das barras deste sistema. No caso em que o sistema possui segmentos sem referência, outras barras também seriam sinalizadas como pivôs nulos. O conjunto de linhas e barras deste segmento sem referência de tensão deve então ser descoberto a partir de uma análise da matriz incidência barra-ramo, analisando-se todas as barras conectadas à barra sinalizada por pivô nulo.

No fluxo de potência estendido, para efeitos de análise topológica, as colunas da matriz incidência barra-ramo são não-nulas para todos os ramos, inclusive os chaveáveis, mesmo que estes possam assumir estado “aberto”. Para que esta análise tenha êxito, é necessário primeiro utilizar uma cópia da matriz incidência original, na qual os ramos chaveáveis com estado “aberto” tenham suas colunas zeradas. Uma vez adaptada a matriz incidência, calcula-se a matriz ganho, e em seguida a matriz superior por fatoração triangular.

Na TABELA 3.1 são apresentados casos teste em que os pivôs nulos da matriz  $A.A^T$  são calculados utilizando a fatoração LU (elemento L não utilizado). A coluna “diag(U)” é um vetor que contém os elementos da diagonal principal da matriz superior (U) da fatoração.

TABELA 3.1 – DETERMINAÇÃO DE SEGMENTOS ILHADOS PARA DIFERENTES TOPOLOGIAS DE REDE

Topologia	$A$	$diag(U)$
	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 0,5 \\ 0 \\ 2 \\ 0,5 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$

	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & -1 \\ -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2 \\ 0,5 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2 \\ 1,5 \\ 1,3 \\ 0 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 \\ 2 \\ 0,5 \\ 1 \\ 1 \\ 2 \\ 0,5 \\ 0 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix}$

Fonte: O autor (2016)

Detectados os índices dos pivôs nulos, uma análise de conectividade deve ser conduzida se detectar o conjunto de barras de cada uma das ilhas. Esta análise foi realizada neste trabalho pela execução de um algoritmo de busca em profundidade que, a partir de uma barra de interesse qualquer, no caso, sendo um dos pivôs nulos, encontra o restante das barras e linhas pertencentes àquele segmento. Nas ilhas sem referência de tensão definida, se houver(em) barra(s) PV no conjunto, a barra com maior potência ativa especificada deve ser tomada como referência deste segmento. Caso contrário, as barras do conjunto são retiradas do sistema e suas tensões ao final do cálculo do fluxo de carga são apresentadas como nulas. Neste caso específico, o processamento topológico é inevitável.

A FIGURA 3.3 apresenta o fluxograma do algoritmo para tratamentos de segmentos da rede sem referência de tensão.

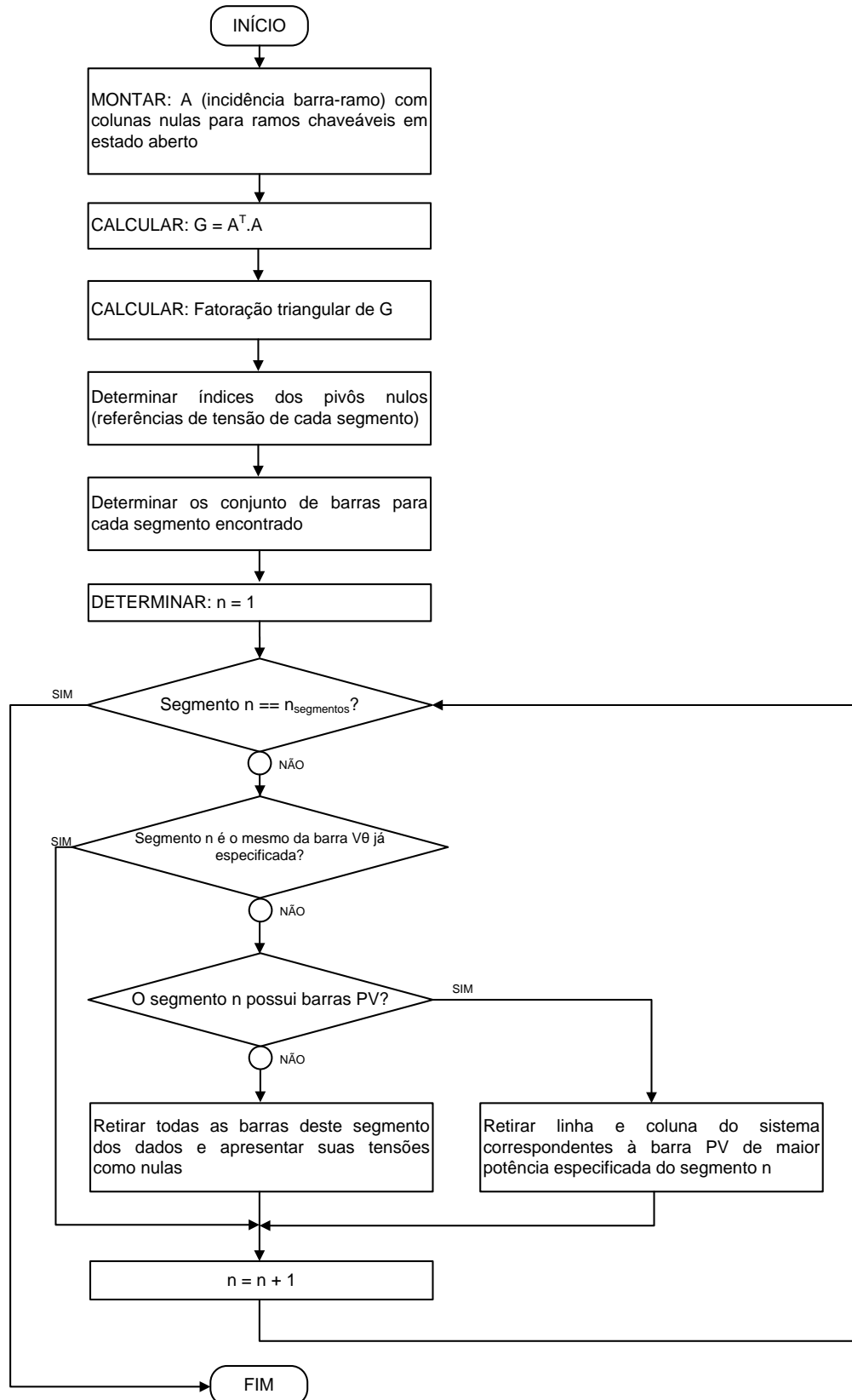


FIGURA 3.3 – ALGORITMO PARA TRATAMENTO DE SEGMENTOS DA REDE SEM REFERÊNCIA DE TENSÃO

Fonte: O autor (2016)

## 4. NORMALIZAÇÃO DOS DADOS DO SISTEMA

### 4.1. INTRODUÇÃO

A normalização por unidade é um importante artifício para a análise de sistemas elétricos de potência, que inclui o cálculo do fluxo de potência. Seu princípio é tornar as grandezas elétricas utilizadas no cálculo relativas a uma única referência comum, reduzindo a magnitude dos valores envolvidos e mantendo um único patamar de tensão para todo o circuito de potência.

O método de Newton, assim como outros métodos de fluxo de carga, tem como objetivo encontrar um ponto de operação que satisfaça a condição de conservação da energia (soma das potências geradas iguais às somas das potências consumidas adicionadas às perdas de transmissão). Em seu processo de resolução, a matriz Jacobiana deve possuir grandezas de magnitude semelhante ao vetor das diferenças de potência e ao vetor dos estados, caso contrário, a matriz Jacobiana das próximas iterações se torna singular. Assim, a normalização por unidade também deve levar em consideração que diferentes porções do sistema devem ser normalizadas com grandezas diferentes, dependendo do nível de tensão, no caso de transformadores, pois assim, o problema pode ser resolvido como um só circuito, onde todas as grandezas possuem magnitudes semelhantes.

A normalização por unidade convencional é baseada na escolha de um valor potência aparente base para todo o sistema e um valor de tensão base para porções do sistema que trabalhem em uma mesma classe de tensão. As potências das cargas são divididas pela potência base e as impedâncias das linhas são divididas pela impedância base, cujo valor é calculado a partir da tensão base e da potência base. Por consequência, as magnitudes das tensões encontradas durante o cálculo são relativas às suas respectivas tensões base. As grandezas relativas obtidas após a razão da grandeza original pela grandeza de normalização têm a notação “por unidade” ou “p.u.”.

A normalização complexa por unidade segue o mesmo princípio, porém acrescenta um conceito simples: utilizar uma potência aparente complexa como grandeza normalizadora. Esta ideia permite então que, além dos módulos, os ângulos originais das impedâncias das linhas sejam modificados para o cálculo do fluxo de potência. Isto permite que os problemas de convergência quando da utilização do

método desacoplado rápido para sistemas com altas relações R/X sejam contornados. A normalização complexa permite então que o método desacoplado rápido seja utilizado para redes de distribuição de energia elétrica.

#### 4.2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A implicação no processo de convergência das rotinas de cálculo de fluxo de potência baseados no método Newton-Raphson associadas a redes elétricas que contenham condutores com baixas relações R/X vem sendo tratada na literatura desde a década de 1980.

Uma abordagem diferenciada para o tratamento das grandezas associadas a sistemas de distribuição foi apresentada por Garcia e Monticelli (1984), sugerindo a rotação de eixos das admitâncias e das potências da rede original para calcular o fluxo de potência em redes de distribuição utilizando o método desacoplado rápido. Em seguida, os trabalhos de Haley e Ayres (1985) e Sirait e Irisawa (1995) sugeriram melhorias na utilização da rotação de eixos. Nestes trabalhos é apresentada uma forma analítica de cálculo do ângulo de rotação da potência complexa, cujo valor é calculado pela média dos ângulos dos elementos diagonais da matriz admitância (razão  $G_{kk}/B_{kk}$  dividida pelo número de barras do sistema). Já no trabalho de Gomes (2006) é apresentada uma outra maneira de definição do ângulo de rotação como sendo a média de ângulos individuais calculados para cada linha do sistema.

Os trabalhos de Lourenco *et al.* (2010), Loddi (2010) e Durce (2012) apresentam o conceito de normalização complexa por unidade para o cálculo do fluxo de potência desacoplado rápido para redes de distribuição e transmissão, viabilizando uma análise em conjunto das mesmas, de modo que a ferramenta possa tratar num mesmo cálculo alimentadores de distribuição juntamente com o sistema de transmissão aos quais estão conectados.

Mais recentemente, o trabalho publicado por Tortelli *et al.* (2015) retoma o conceito da normalização complexa de forma mais ampla, demonstrando alternativas na determinação do ângulo de rotação, pesando contrapontos como sistemas com linhas de relação R/X bastante variadas e cargas com fatores de potência variados.



### 4.3. EQUACIONAMENTO DA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA

Tradicionalmente, os valores das reatâncias das linhas de transmissão e das potências das barras de geração ou carga são normalizados por valores reais. Os valores normalizados das linhas são resultado da razão entre a impedância em Ohms por uma impedância base  $Z_{base}$ , calculada conforme (4.1).

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}^*} \quad (4.1)$$

onde:

$V_{base}$	Tensão base de um determinado segmento do sistema. Geralmente é definida pela tensão nominal do secundário transformador a montante das linhas do segmento considerado;
$S_{base}$	Módulo da potência aparente de base para todo o sistema, geralmente definida pela potência nominal do maior gerador ou transformador do sistema.

A proposição de uma potência base complexa para normalização do sistema conforme a equação (4.2) rotaciona o ângulo da impedância base e das injeções de potência nas barras. A tensão base representada pela equação (4.3) é mantida como um número real, sem componente complexa, conforme a normalização convencional.

$$S_{base}^{\cdot} = |S_{base}^{\cdot}| e^{-j\phi_{base}} \quad (4.2)$$

$$V_{base}^{\cdot} = |V_{base}^{\cdot}| e^{j0} \quad (4.3)$$

A nova impedância base, calculada substituindo (4.2) e (4.3) em (4.1) é então apresentada em (4.4).

$$Z_{base}^{\cdot} = |Z_{base}^{\cdot}| e^{-j\phi_{base}} \quad (4.4)$$

Manipulando-se então a impedância complexa normalizada (*cpu*) de forma que esta se apresente nos termos da impedância por unidade (*pu*) convencional, temos:

$$Z_{km}^{cpu} = \frac{R_{km}^{\Omega} + jX_{km}^{\Omega}}{Z_{base}^{\Omega}} = \frac{|Z_{km}^{\Omega}| e^{j\zeta_{km}}}{|Z_{base}^{\Omega}| e^{-j\phi_{base}}} = |Z_{km}^{pu}| e^{j(\zeta_{km} + \phi_{base})} \quad (4.5)$$

onde:

$R_{km}^{\Omega}$  Valor original da resistência da linha em Ohms;  
 $X_{km}^{\Omega}$  Valor original da reatância da linha em Ohms.

A normalização complexa mantém o módulo da impedância normalizada em *pu*, porém rotaciona seu ângulo, de forma que a magnitude da resistência e da reatância normalizada pela potência complexa seja diferente da normalização convencional. A FIGURA 4.1 exibe a representação gráfica da normalização complexa.

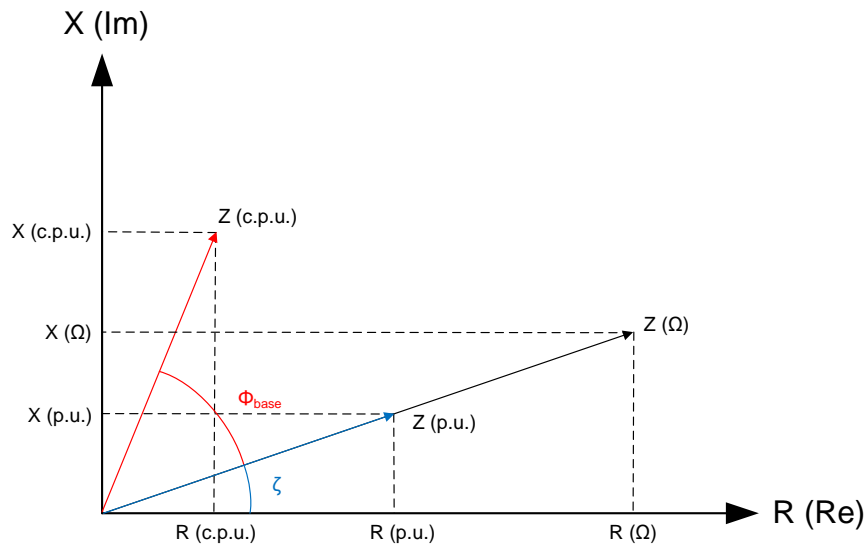


FIGURA 4.1 – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA POR UNIDADE

Fonte: O autor (2016)

Os novos valores das resistências e reatâncias após a normalização complexa podem ser calculados conforme (4.6) e (4.7).

$$R_{km}^{cpu} = |Z_{km}^{pu}| \cos(\zeta_{km} + \phi_{base}) \quad (4.6)$$

$$X_{km}^{cpu} = |Z_{km}^{pu}| \sin(\zeta_{km} + \phi_{base}) \quad (4.7)$$

A nova relação X/R do sistema será então:

$$\frac{X_{km}^{cpu}}{R_{km}^{cpu}} = \tan(\zeta_{km} + \phi_{base}) \quad (4.8)$$

Analogamente, as injeções de potência podem ser apresentadas em termos da potência base convencional e do ângulo base de rotação:

$$\dot{S}_k = \frac{|\dot{S}_k^{VA}| e^{j\delta_k}}{|\dot{S}_{base}| e^{-j\phi_{base}}} = |\dot{S}_k^{pu}| e^{j(\delta_k + \phi_{base})} = (P_k^{pu} + jQ_k^{pu}) e^{j\phi_{base}} \quad (4.9)$$

$$P_k^{cpu} = |\dot{S}_k^{pu}| \cos(\delta_k + \phi_{base}) \quad (4.10)$$

$$Q_k^{cpu} = |\dot{S}_k^{pu}| \sin(\delta_k + \phi_{base}) \quad (4.11)$$

#### 4.4. DETERMINAÇÃO DO ÂNGULO DE ROTAÇÃO

Determinada a forma com que as impedâncias são rotacionadas pela normalização complexa por unidade, deve ser também determinada uma forma de se encontrar o ângulo de rotação do sistema. A determinação deste ângulo deve levar em consideração a premissa de que todas as impedâncias de linha e injeções de potência serão rotacionadas por um mesmo ângulo.

A técnica utilizada neste trabalho foi apresentada por Gomes (2006), e é baseada no princípio de otimalidade no qual cada admitância de linha do sistema deverá possuir sua componente real igual a zero, ou seja,  $g_{km}^{cpu} = 0$ . Para isso, o ângulo base para cada uma das impedâncias deverá ser igual ao complemento de seu respectivo ângulo. A determinação de um ângulo único de rotação para todo o sistema é realizada pelo método dos mínimos quadrados, apresentada em (4.12).

$$\min \left\{ \sum_{l=1}^{nl} \left[ \phi_{base} - \left( \frac{\pi}{2} - \zeta_{km} \right) \right]^2 \right\} \quad (4.12)$$

O ângulo base da impedância determinado para todo o sistema é então dado por (4.13).

$$\phi_{base} = \frac{\sum_{l=1}^{nl} (90 - \zeta_{km})}{nl} \quad (4.13)$$

#### 4.5. NORMALIZAÇÃO INVERSA

O algoritmo de fluxo de potência, conforme apresentado no Capítulo 2, tem como resposta os estados da rede (módulos e ângulos das tensões nas barras). A rotação do eixo das impedâncias das linhas e das injeções de potência causada pela adoção do ângulo base modifica o sistema de potência original, porém, os estados convencionais da rede permanecem os mesmos.

Contudo, os fluxos de potência nas linhas são calculados em função das resistências e reatâncias das linhas, conforme (2.3) e (2.4). Assim, é necessário que as impedâncias sejam rotacionadas de forma inversa para calcular então os fluxos do sistema original. As equações (4.14) e (4.15) apresentam a rotação inversa para as impedâncias.

$$R_{km}^{pu} = |Z_{km}^{cpu}| \cos(\zeta_{km} - \phi_{base}) \quad (4.14)$$

$$X_{km}^{pu} = |Z_{km}^{cpu}| \sin(\zeta_{km} - \phi_{base}) \quad (4.15)$$

Ainda, considerando a formulação estendida apresentada no Capítulo 3, tem-se como estados calculados do sistema os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos chaveáveis. Estes fluxos de potência são relativos exclusivamente ao sistema cujos eixos foram rotacionados. Desta forma, os fluxos de potência calculados  $t_{km}$  e  $u_{km}$  também devem passar pela normalização inversa, apresentada em (4.16) e (4.17).

$$t_{km}^{pu} = |S_{km}^{cpu}| \cos(\delta_{km} - \phi_{base}) \quad (4.16)$$

$$u_{km}^{pu} = |S_{km}^{cpu}| \sin(\delta_{km} - \phi_{base}) \quad (4.17)$$

Em conclusão, o processo cálculo do fluxo de potência utilizando a normalização complexa pode ser resumido conforme o fluxograma da FIGURA 4.2.

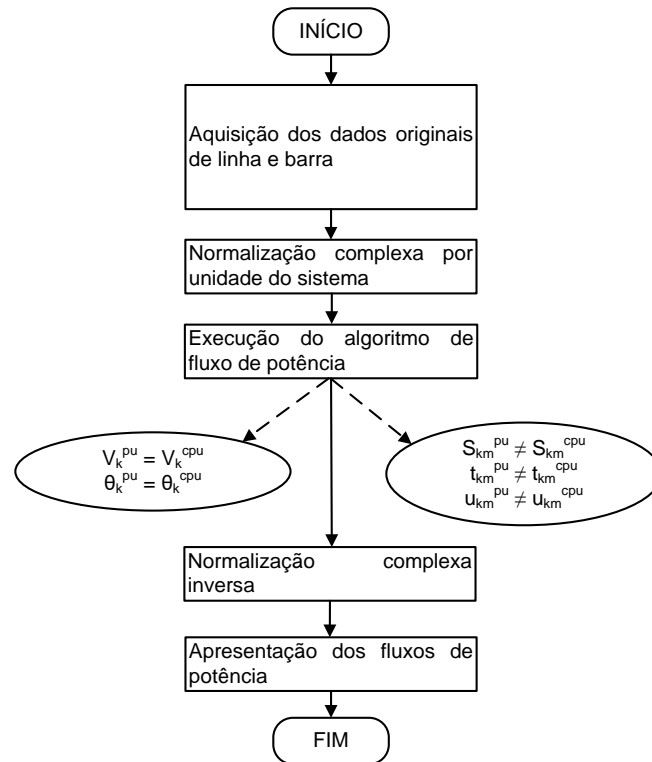


FIGURA 4.2 – PROCESSAMENTO DA NORMALIZAÇÃO COMPLEXA EM CONJUNTO COM ALGORITMO DE FLUXO DE POTÊNCIA

Fonte: Tortelli *et al.*, 2015, modificado.










## 5. SIMULAÇÕES E RESULTADOS







### 5.1. INTRODUÇÃO

As metodologias de cálculo de fluxo de potência estendido convencional e desacoplado-rápido e preparação dos dados utilizando a normalização complexa por unidade foram implementadas em uma única rotina computacional para análise de redes de distribuição. Neste capítulo a apresentação desta rotina se dará por sua aplicação para análise de um sistema teste de distribuição para uma demonstração geral e didática dos conceitos apresentados nos capítulos anteriores e de dois sistemas reais de distribuição para demonstração de particularidades encontradas e análise de seu desempenho utilizando dados de cadastro de distribuidoras.

As simulações que serão apresentadas neste capítulo irão abranger tanto situações pontuais, afim de exibir os estados da rede para determinados pontos de operação e manobras de chaveamento, como também análises exaustivas, executando o método proposto de fluxo de potência para todas as configurações possíveis de chaveamento da rede de distribuição em estudo. Na TABELA 5.1 está a simbologia adotada para a apresentação visual dos resultados do cálculo de fluxo de potência.

TABELA 5.1 - SIMBOLOGIA DE APRESENTAÇÃO VISUAL DOS RESULTADOS

	Ramo chaveável em estado aberto
	Ramo chaveável em estado fechado
	Tensão da barra entre 1,05 pu e 0,93 pu
	Tensão da barra entre 0,93 pu e 0,90 pu
	Tensão da barra menor que 0,90 pu
	Ausência de tensão na barra
	Fluxo de potência aparente na linha entre 80 e 100% do maior fluxo de potência calculado no sistema

	Fluxo de potência aparente na linha entre 30 e 80% do maior fluxo de potência calculado no sistema
	Fluxo de potência aparente na linha menor que 30% do maior fluxo de potência calculado no sistema
	Sem fluxo de potência na linha
	Linha com altas perdas. Assinalada quando a linha possui perda maior ou igual a 30% do maior valor calculado para todas as linhas do sistema
	Marcador de barra do tipo V $\theta$ , ou referência
	Marcador de barra do tipo PV

FONTE: O autor (2016).

## 5.2. MATERIAIS E MÉTODO

### 5.2.1 Materiais

Os testes da rotina contendo as metodologias apresentadas neste trabalho foram executados em um notebook Dell XPS14 2013, com sistema operacional Windows 10 64 bits, processador Intel Core i7-3537 2,00 GHz, memória RAM instalada de 8 GB (utilizável 7,88 GB), disco rígido tecnologia convencional com 500 GB de capacidade e placa gráfica dedicada.

A ferramenta foi elaborada na plataforma de desenvolvimento para computação científica MATLAB (MATrix LABoratory) da Mathworks.

Os dados de entrada dos sistemas teste foram formatados e previamente processados utilizando Microsoft Excel 2016.

O software MATPOWER, também desenvolvido em MATLAB, foi utilizado para a validação dos resultados (Zimmerman *et al.*, 2011).



Três conjuntos de dados de sistemas de distribuição foram utilizados para os testes apresentados neste trabalho: o primeiro, uma adaptação do sistema apresentado em Baran e Wu (1989); o segundo, os dados de cadastro de dois alimentadores urbanos cedidos pela Companhia Campolarguesa de Energia (COCEL); finalmente o terceiro, dados de cadastro de dois alimentadores urbano-rurais cedidos pelas Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC-DIS).

### 5.2.2 Método

Os capítulos anteriores apresentaram os conceitos envolvidos nos métodos utilizados neste trabalho, cujo objetivo é o desenvolvimento de uma rotina de fluxo de potência que possua as características desejáveis de um algoritmo de cálculo para as necessidades de estudos de reconfiguração em redes de distribuição.

De modo geral, estes métodos são o fluxo de potência estendido, que permite a modelagem de elementos seccionáveis, e permite a convergência para redes malhadas; a abordagem desacoplada, que traz maior eficiência computacional ao processo de cálculo; a normalização complexa por unidade, que transforma os dados de forma que a abordagem desacoplada seja viável para redes de distribuição; o processamento topológico dos segmentos separados da barra de referência (ou subestação), permitindo o estudo de ilhamento de geradores e tratamento de segmentos sem tensão, utilizando-se do princípio de observabilidade numérica advindo da estimação de estados.

A rotina desenvolvida neste trabalho integra os algoritmos de cálculo e processamento de dados citados conforme é ilustrado na FIGURA 5.1.

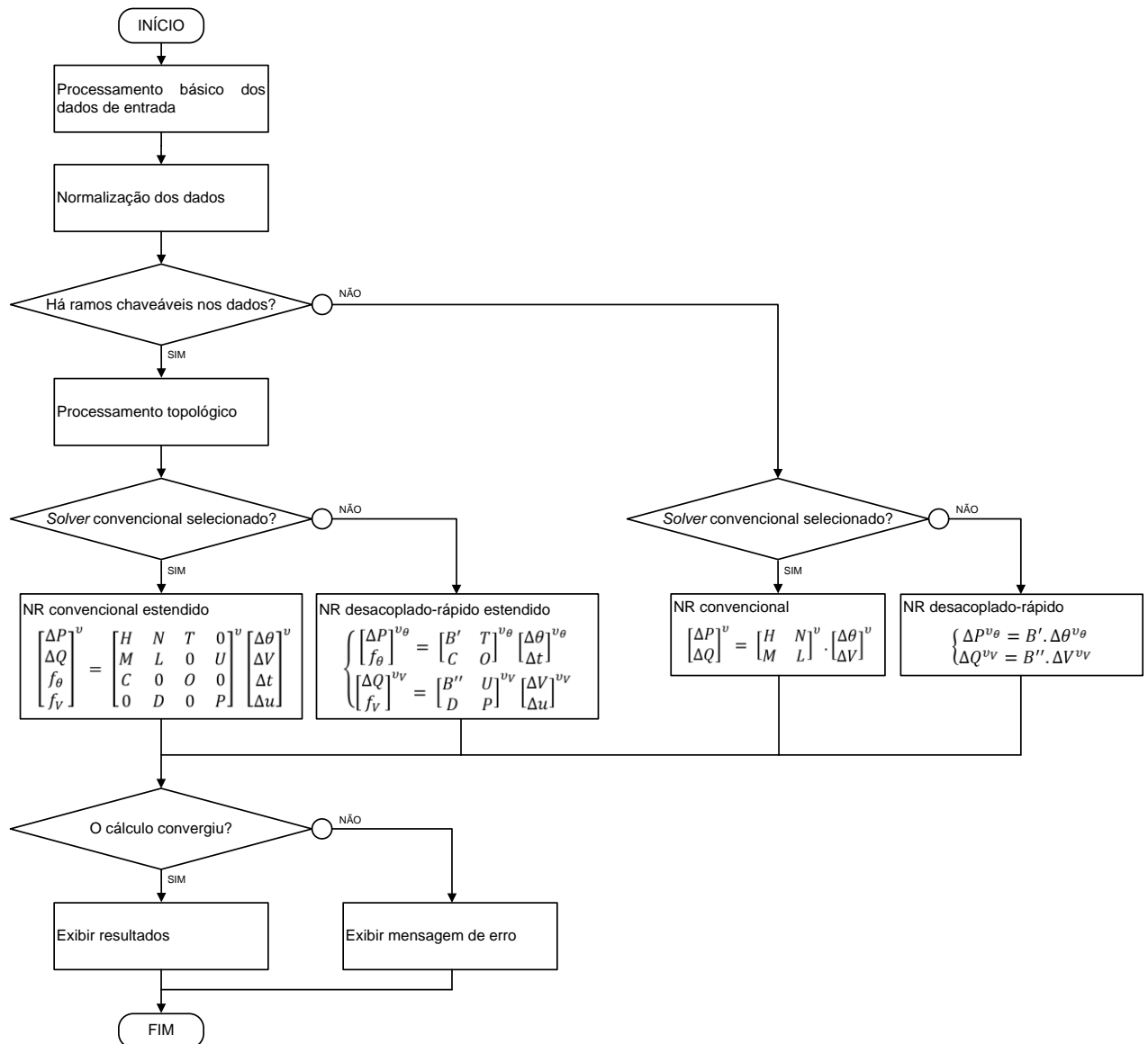


FIGURA 5.1 – FLUXOGRAMA DA ROTINA DE FLUXO DE POTÊNCIA DESENVOLVIDA

Fonte: O autor (2016)

A rotina se inicia com o processamento dos dados de entrada, padronizados em uma planilha MS Excel. Este processamento compreende a detecção de erros na entrada de dados, a organização destes dados em estruturas e a montagem de matrizes importantes para o processamento topológico e cálculo do fluxo de potência, como a matriz incidência barra-ramo  $A$  e a matriz admitância de barra  $Y_{barra}$ .

Uma vez processados e estocados os dados na memória, é realizada a normalização dos dados. Nos sistemas em que um ângulo base foi especificado, a normalização complexa por unidade é aplicada.

O processamento topológico apresentado no subcapítulo 3.5 é realizado uma vez que algum ramo sem impedância declarado como ramo chaveável é encontrado

nos dados de entrada. A partir dos estados aberto/fechado declarados, são determinados os ramos sem referência de tensão a serem retirados dos dados ou são determinadas novas referências de tensão transformando barras do tipo PV em V $\theta$ . A presença de ramos chaveáveis também determina a utilização ou não da abordagem estendida para o fluxo de potência, modificando estruturalmente a matriz jacobiana, o vetor de *mismatches* e o vetor de estados.

A exibição dos resultados é feita por uma apresentação das tensões e fluxos de potência sobre a topologia georreferenciada do sistema em estudo se utilizando das ferramentas gráficas de interface do MATLAB. Os resultados são ainda exibidos na forma de gráficos XY de perfil de tensão *versus* número da barra e valor dos *mismatches* de potência *versus* número da iteração. A tabulação de todos os resultados é também exportada em formato Microsoft Excel.

### 5.3. SISTEMA TESTE DE DISTRIBUIÇÃO 38 BARRAS

Resultados preliminares demonstrando a metodologia de fluxo de potência estendido para a distribuição foram aplicados neste sistema teste e apresentados em Fonseca *et al.* (2015). O foco deste trabalho foi a demonstração da combinação do fluxo de potência estendido desacoplado-rápido juntamente com a normalização complexa por unidade, com o objetivo de viabilizar a execução do método desacoplado em sistemas de distribuição, cuja relação R/X é elevada. Nestes resultados preliminares não foi apresentado o tratamento de segmentos ilhados, pois o sistema teste original possui ramos chaveáveis de tal forma que sempre todas as barras estarão energizadas, não importando a combinação da manobra.

Para então demonstrar o tratamento de segmentos ilhados no cálculo do fluxo de potência estendido para a distribuição, duas linhas foram substituídas por ramos chaveáveis, conforme modelagem apresentada no Capítulo 3, e ainda, a barra 10 foi transformada numa barra de geração PV com tensão especificada em 1 pu.

Os dados gerais do sistema teste são:

- 38 barras;
- 42 linhas, sendo 7 chaveáveis e 35 convencionais;
- Demanda total de 4829,5 kW + j 2964 kVAr;
- Geração distribuída na barra 10 com potência gerada de 130 kW e demanda de 78 kW;

- Tensão base de 15 kV e potência base igual a 1 MVA.

No **Erro! Fonte de referência não encontrada.** são organizados todos os dados de linha deste sistema teste modificado com o propósito de listar as impedâncias de todas as linhas, suas relações  $X/R$  e seus respectivos ângulos.

As linhas 4, 12, 34, 36, 38, 40 e 42 não possuem dados de impedâncias por serem ramos chaveáveis. A média do ângulo das 35 impedâncias das linhas convencionais do sistema é 38,36 graus. No APÊNDICE II são apresentados os dados de barra do sistema.

#### 5.3.1 Cenário de operação: radial com linhas chaveáveis 4 e 12 fechadas

Primeiramente serão apresentadas simulações de fluxo de potência para operação radial do sistema de 38 barras. Nestes testes serão aplicados diferentes ângulos base de rotação, a fim de demonstrar a utilidade da normalização complexa e a variação da convergência do método de fluxo de potência estendido desacoplado-rápido.

Na FIGURA 5.2 são apresentadas as tensões do sistema sobre a topologia. A barra sinalizada em vermelho à sua esquerda é a barra de referência, ou barra de folga, na qual, nos sistemas de distribuição, é barra da subestação. A barra sinalizada em amarelo é a barra PV de geração. As demais barras não sinalizadas são do tipo PQ.

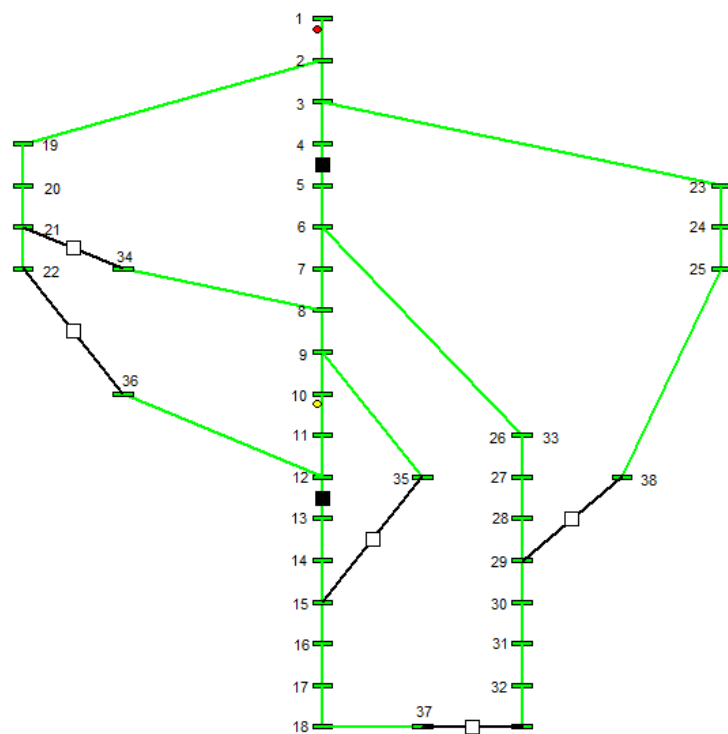


FIGURA 5.2 – APRESENTAÇÃO VISUAL DAS TENSÕES PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

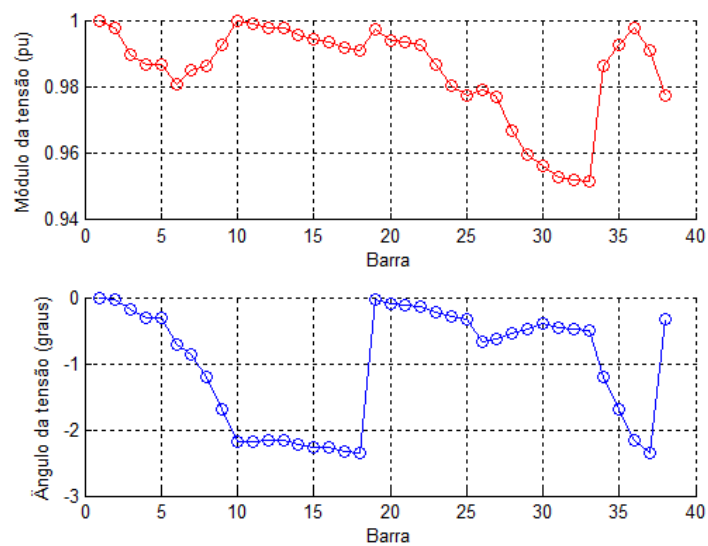


FIGURA 5.3 – PERFIL DE TENSÃO PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

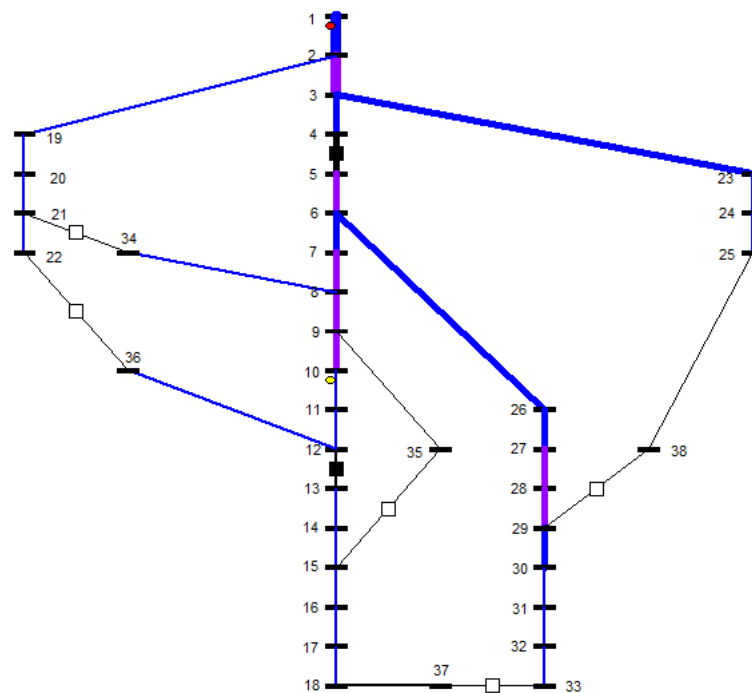


FIGURA 5.4 – APRESENTAÇÃO VISUAL DOS FLUXOS DE POTÊNCIA PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

No perfil de tensão (FIGURA 5.3), percebe-se que a queda de tensão no tronco do alimentador, entre as barras 1 e 18 é atenuada pela presença da geração distribuída, que, ao ser modelada como uma barra PV, mantém a tensão conforme especificada, em 1 pu.

Da apresentação dos fluxos de potência e perdas (FIGURA 5.4), percebe-se que, logicamente, as maiores perdas ativas se encontram nas linhas onde se trafega maior potência, e também nas linhas que possuem maior impedância. As maiores demandas do sistema são aquelas das barras 7, 8, 24, 25, 30 e 32, sendo, respectivamente, 260, 260, 546, 546, 260 e 273 kW.

O estudo do possível aumento de perdas devido ao acesso de geração distribuída ao sistema de média tensão das distribuidoras pode ser exemplificado também pela FIGURA 5.4. Pelo fato dos circuitos de distribuição serem projetados de forma que a seção dos cabos diminua conforme a distribuição das cargas e ramificação dos circuitos, a instalação de geradores por unidades consumidoras em pontos distantes da subestação pode elevar as perdas do sistema e até violar a

ampacidade<sup>2</sup> dos condutores, por haver um fluxo de potência maior do que o projetado em certos segmentos da rede.

Sendo o ângulo médio das impedâncias das linhas igual a 38,36°, o ângulo da potência base calculado para este sistema de acordo com (4.13) é de 49,14°. A TABELA 5.2 apresenta o número de iterações necessárias ao método estendido desacoplado-rápido variação XB para diferentes ângulos. Para este mesmo sistema, o método Newton-Raphson estendido convencional convergiu em duas iterações.

TABELA 5.2 – CONVERGÊNCIA DO FLUXO DE POTÊNCIA ESTENDIDO DESACOPLADO-RÁPIDO DE ACORDO COM A VARIAÇÃO DO ÂNGULO DA POTÊNCIA BASE PARA A OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS

$\Phi_{\text{base}}$	Número de iterações necessárias	
	P0	QV
0°	Não convergiu	
20°	Não convergiu	
30°	16	16
45°	8,5	8,5
49,14°	9,5	9,5
50°	9,5	9,5
60°	14,5	14,5

FONTE: O autor (2016).

Percebe-se que para simulações próximas do ângulo calculado utilizando a equação (4.3), a convergência é melhor. Porém, o ângulo exato calculado não é o ótimo. Isto acontece porque a maior parte das impedâncias rotacionadas pelo ângulo médio fica próxima de 90°, no entanto existem outras impedâncias no sistema com certas diferenças em relação à média. Neste sistema, as linhas cujos ângulos possuem um maior desvio em relação ao ângulo de base são 7, 10 e 11, com um desvio de 30,85°.

A problemática de escolha do ângulo da potência base por uma medida central (média) será melhor explorada nas análises da rede de distribuição da

<sup>2</sup>Ampacidade: Capacidade máxima de condução de corrente elétrica por um condutor. É calculada pela suportabilidade máxima de temperatura de seu isolante no caso de condutores isolados, ou pelo limite de ductilidade do metal condutor, no caso de cabos nus para emprego em redes aéreas.

Companhia Campolarguense de Eletricidade. Neste sistema, esta situação é bastante evidente.

Conforme a modelagem apresentada no Capítulo 4, apesar dos ângulos de rotação modificarem o valor das impedâncias das linhas e das injeções de potência nas barras, além de causarem impacto na convergência do método desacoplado, os estados de rede convencionais (módulo e ângulo das tensões) são os mesmos daqueles calculados pelo método de Newton convencional, uma vez que a normalização complexa procura justamente encontrar um sistema que apresente os mesmos estados de operação, porém com uma diferente relação R/X.

Por outro lado, em se tratando dos estados de rede não convencionais inseridos pela extensão do vetor de estados, esta regra não se aplica. Os novos estados inseridos pelos ramos chaveáveis são os valores de fluxo de potência ativa e reativa nos ramos chaveáveis, que são função das injeções de potência nas barras e impedâncias das linhas, dados estes que são modificados pelo ângulo de potência base diferente de zero. O valor correto destes estados da rede é encontrado ao se realizar a rotação inversa, apresentada nas equações (4.16) e (4.17).

TABELA 5.3 – FLUXOS DE POTÊNCIA NOS RAMOS CHAVEÁVEIS CALCULADOS PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS

Nº da linha	k	l	$t_{kl}$ (kW)	$u_{kl}$ (kVAr)
4	4	5	1.253,4	556,0
12	12	13	586,8	268,4
34	34	21	0	0
36	35	15	0	0
38	36	22	0	0
40	37	33	0	0
42	38	29	0	0

FONTE: O autor (2016).

Na FIGURA 5.5 é apresentado o perfil de convergência o sistema teste de 38 barras para a mesma situação em operação radial, sem fechamento de malhas, tanto para o sistema com ramos chaveáveis (42 linhas) e sem ramos chaveáveis (38 linhas). Para que uma comparação justa fosse criada, os ramos chaveáveis 4 e 12 foram substituídos por suas impedâncias originais, respectivamente  $0,3811 + j0,1941$  e



$1,4680 + j1,1550$ . Desta forma, as perdas dissipadas nestas duas linhas serão igualmente modeladas em ambos os sistemas.

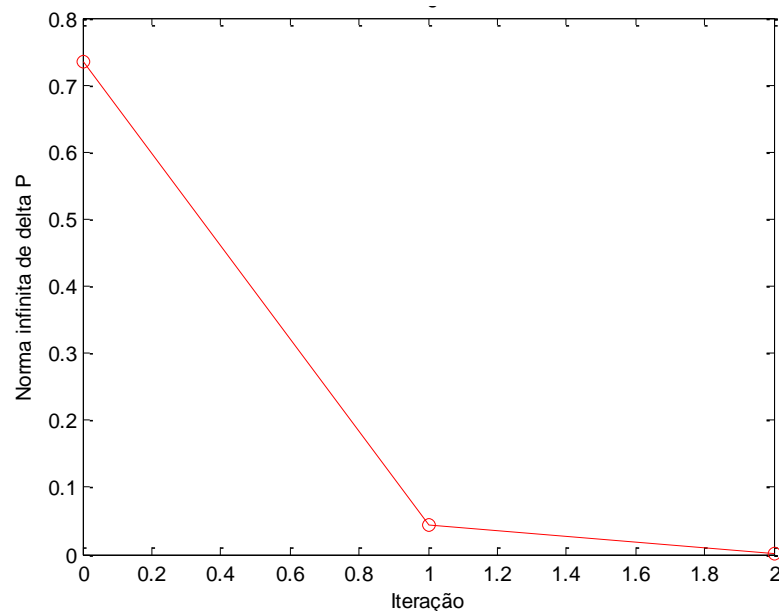


FIGURA 5.5 – CONVERGÊNCIA DO MÉTODO DE NEWTON CONVENCIONAL ESTENDIDO PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

Os *mismatches* para os sistemas com e sem linhas chaveáveis são exatamente iguais em todas as iterações. Isto acontece pelo fato dos *mismatches* acrescentados ao vetor pelos novos estados do fluxo de potência estendido terem sempre valor nulo. Assim, o método de fluxo de potência estendido não perturba a convergência do sistema necessariamente pelo acréscimo de ramos chaveáveis ao sistema, mas sim pela necessidade, dependendo do caso, de se aumentar o número de barras do sistema para acomodar os novos ramos chaveáveis. Logicamente, estas adequações na modelagem que alteram o número de barras original para a modelagem de elementos seccionáveis também aumentam o tempo de processamento.

Para o método desacoplado-rápido os *mismatches* também se apresentam nos mesmos valores, pois a mesma conclusão explanada para o método de Newton tradicional se aplica ao desacoplado-rápido. O perfil de convergência para o método desacoplado rápido é exibido na FIGURA 5.6.

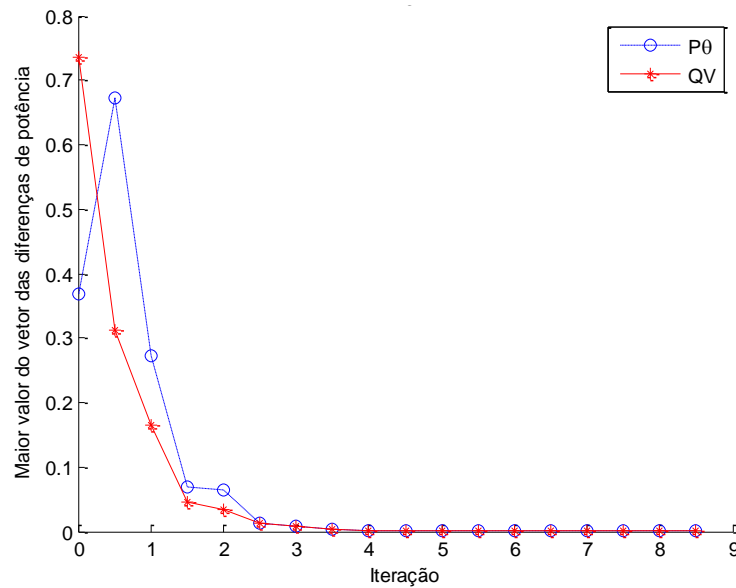


FIGURA 5.6 – CONVERGÊNCIA DO MÉTODO DE NEWTON ESTENDIDO DESACOPLADO-RÁPIDO  $\Phi_{base} = 45^\circ$  PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

### 5.3.2 Cenário de operação: linha chaveável 4 aberta

Num segundo cenário foi simulada a operação do sistema teste de 38 barras onde o ramo chaveável 4 foi aberto, separando a rede em dois segmentos. Num dos segmentos encontra-se a barra de folga (1) e no outro, a barra de geração PV (10).

Conforme foi demonstrado no Subcapítulo 3.5, o algoritmo de fluxo de potência apresentado neste trabalho foi implementado de forma que barras modeladas como PV possam se tornar referências, e o cálculo é então executado utilizando-se múltiplas referências. A FIGURA 5.7 apresenta as tensões do sistema na situação de ilhamento da geração da barra 10, enquanto a FIGURA 5.8 apresenta os fluxos de potência.



A ferramenta de análise de rede desenvolvida neste trabalho tem como finalidade a simulação dos mais variados cenários de operação da rede de distribuição. No que tange a discussão sobre redes elétricas inteligentes e geração distribuída, muitos trabalhos abordam o tema de ilhamento de porções da rede de distribuição alimentados pela própria geração distribuída conectada à rede.

Apesar deste ser um cenário de operação ainda não instituído nas distribuidoras brasileiras por questões de segurança, entende-se que a ferramenta de simulação deve ser abrangente o suficiente para a simulação computacional destes casos.

Para a simulação deste tipo de caso, a barra PV deve se tornar uma barra de folga. Assim, dois sistemas são resolvidos simultaneamente, um para cada segmento de rede.

Como a barra PV se torna uma barra do tipo V $\theta$ , esta assume o balanço de potência, ou seja, injeções nas barras e perdas nas linhas. Este somatório de potência que será fornecido pela nova barra de referência pode inclusive ultrapassar a potência nominal do gerador simulado, resultados que devem ser interpretados pelo usuário.

Na TABELA 5.4, são separados os conjuntos de linhas e barras pertencentes a cada um dos segmentos, separados pela abertura do ramo chaveável 4. Para o processamento topológico, nas condições em que a rede é dividida em um ou mais segmentos, as linhas chaveáveis de fronteira são desconsideradas.

TABELA 5.4 – CONJUNTOS DAS BARRAS E LINHAS PERTENCENTES AOS DOIS SEGMENTOS DO SISTEMA APÓS A ABERTURA DO RAMO CHAVEÁVEL 4

Segmento	Barras	Linhas
1	{1, 2, 3, 4, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 38}	{1, 2, 3, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 41}
2	{6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37}	{5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 39, 40, 42}

FONTE: O autor (2016).

Já na TABELA 5.5 são apresentados os balanços de potência de cada um dos segmentos e a potência aparente fornecida por cada uma das barras de referência. É

importante notar que a potência ativa fornecida pela barra 10 ao segmento 2 é 22 vezes maior do que a potência de geração especificada para a barra 10.

TABELA 5.5 – INJEÇÕES DE POTÊNCIA NAS BARRAS DE REFERÊNCIA DE CADA SEGMENTO  
(EM KW, KVAR E KVA)

Segmento	$\sum P_d$	$\sum P_{PERDAS}$	$\sum Q_d$	$\sum Q_{PERDAS}$	$S_{V\theta}$
1	2080	21,1	1027	14,1	2344,9
2	2749,5	122,9	1937	92	3516,7

FONTE: O autor (2016)

Neste cenário de operação cujo perfil de tensão é apresentado pela FIGURA 5.9, o fluxo da potência gerada pela barra 10 flui por linhas de maior impedância, causando maiores perdas quando comparado à operação radial. Isto também reflete na queda de tensão no sistema, nas quais as barras 31, 32 e 33 apresentam tensões precárias, menores que 0,93 pu.

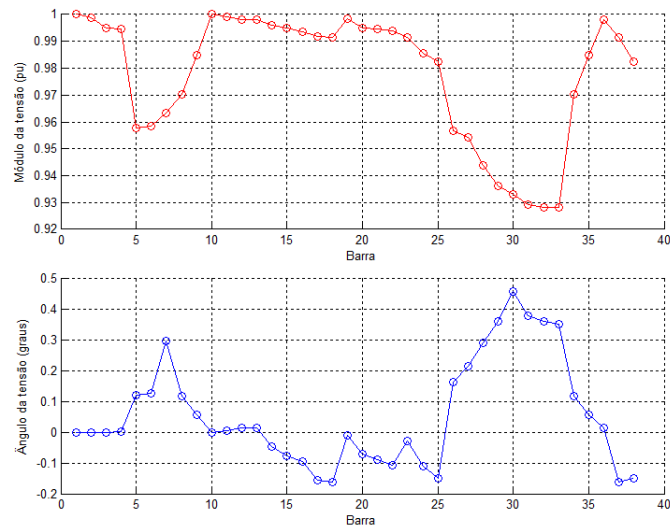


FIGURA 5.9 - PERFIL DE TENSÃO SISTEMA DE 38 BARRAS COM LINHA CHAVEÁVEL 4 ABERTA

Fonte: O autor (2016)

Simulando-se o mesmo cenário de operação com a barra 10 modelada como tipo PQ, não haverá nenhuma barra candidata no segmento 2 para assumir como barra de folga.





### 5.3.3 Simulação de todas as possibilidades de manobra

Para analisar o desempenho da ferramenta desenvolvida de forma abrangente, foram simulados todos os cenários de operação (chaveamentos) para o sistema teste de 38 barras. Esta análise tem como objetivo demonstrar a resiliência da ferramenta frente a todas as possibilidades de utilização da mesma e também apontar sua utilidade para uso por outras ferramentas, como algoritmos de reconfiguração baseados em heurísticas, que necessitam executar diversas vezes a simulação de fluxo de potência para diversos cenários de operação a fim de encontrar uma solução quase ótima<sup>3</sup>.

O número de possibilidades, ou simulações para cobrir todos os cenários possíveis de um sistema é igual a  $2^{n_{rc}}$ , ou seja, para o sistema teste de 38 barras, que possui 7 ramos chaveáveis, este valor é igual a 128 simulações. Cada cenário foi numerado de 1 a 128. O APÊNDICE III, apresenta a numeração e o estado de cada chave para cada um dos cenários, onde o dígito 1 representa chave fechada e 0, chave aberta.

O primeiro cenário é aquele em que todas as chaves estão fechadas e o último cenário é aquele em que todas as chaves estão abertas. Para todas as simulações, o ângulo base de rotação das impedâncias foi fixado em 45°. Especificamente para o sistema teste de 38 barras, o primeiro cenário corresponde à operação em malha.

A FIGURA 5.13 apresenta a demanda não atendida, ou soma das injeções de potência especificadas nos segmentos sem referência de tensão. É importante notar que, quando a barra 10 é modelada como PV, ou seja, pode se tornar referência de tensão quando ilhada, há apenas um patamar de demanda não atendida. Isto acontece quando as chaves das linhas 12, 35 e 40 estão abertas, deixando o conjunto de barras {13, 14, 15, 16, 17, 18, 37} sem referência de tensão.

---

<sup>3</sup>Solução quase-ótima: Em problemas de otimização de alta complexidade, algoritmos não são capazes de explorar todo o espaço de soluções. Desta forma, não é possível afirmar com certeza absoluta que a resposta de um problema de otimização é o ótimo global. Esta solução é então chamada de ótimo local ou solução quase-ótima.



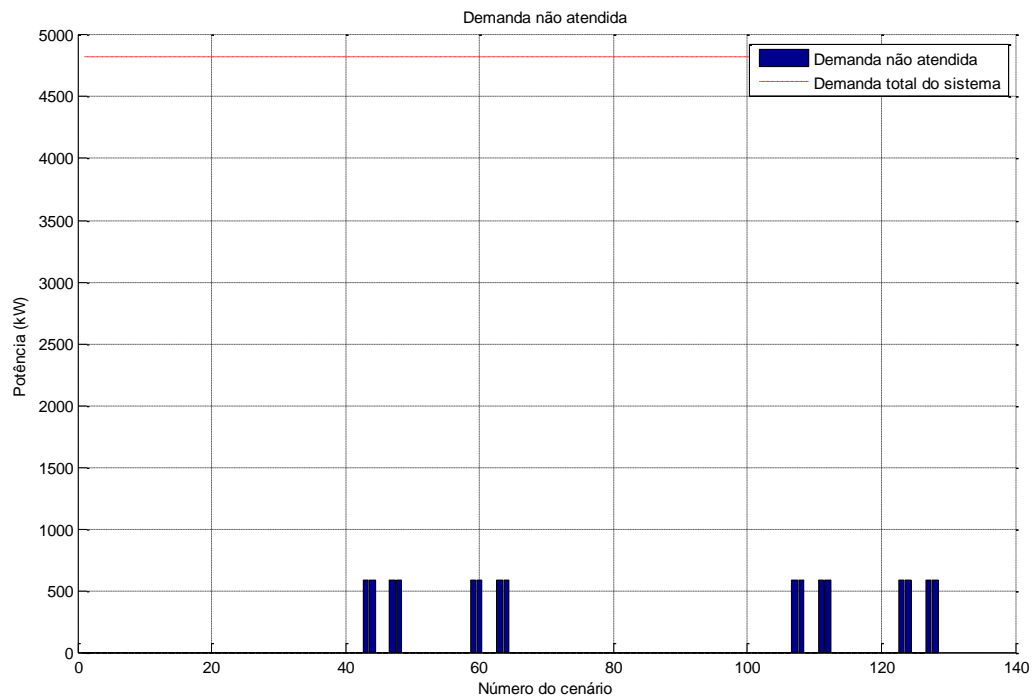


FIGURA 5.13 – DEMANDA NÃO ATENDIDA *VERSUS* NÚMERO DO CENÁRIO PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

Analisando-se da mesma forma as perdas para cada manobra possível (FIGURA 5.14), as menores perdas acontecem, logicamente, para a operação em malha em que todas as chaves estão fechadas (cenário 1), sendo a somatória das perdas ativas igual a 77,5 kW. Já a situação em que ocorrem as maiores perdas no sistema de distribuição teste (257 kW) é a manobra 122, na qual a corrente percorre o maior caminho para atender a todas as cargas (FIGURA 5.15).

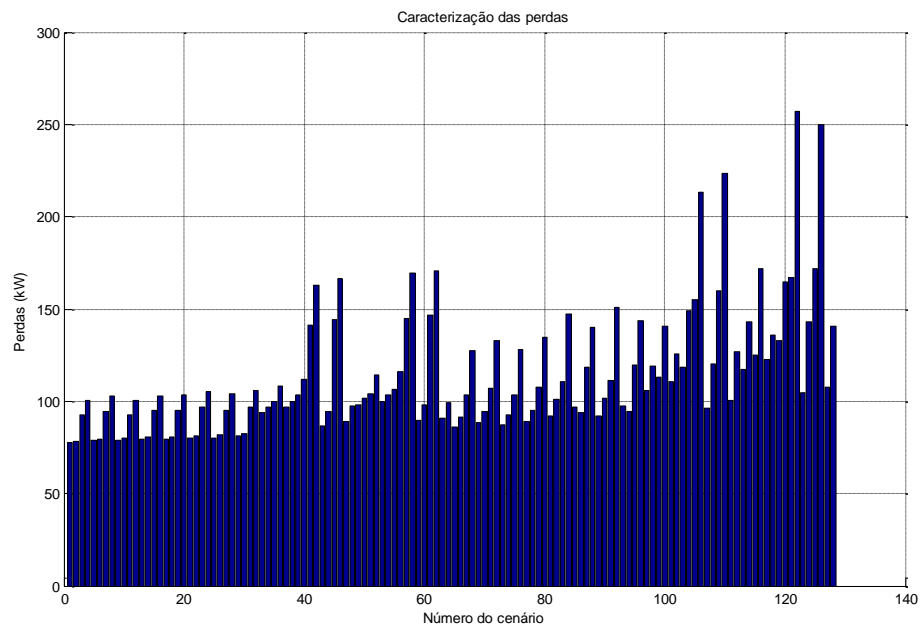


FIGURA 5.14 – CARACTERIZAÇÃO DAS PERDAS ATIVAS PARA CADA CENÁRIO POSSÍVEL DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

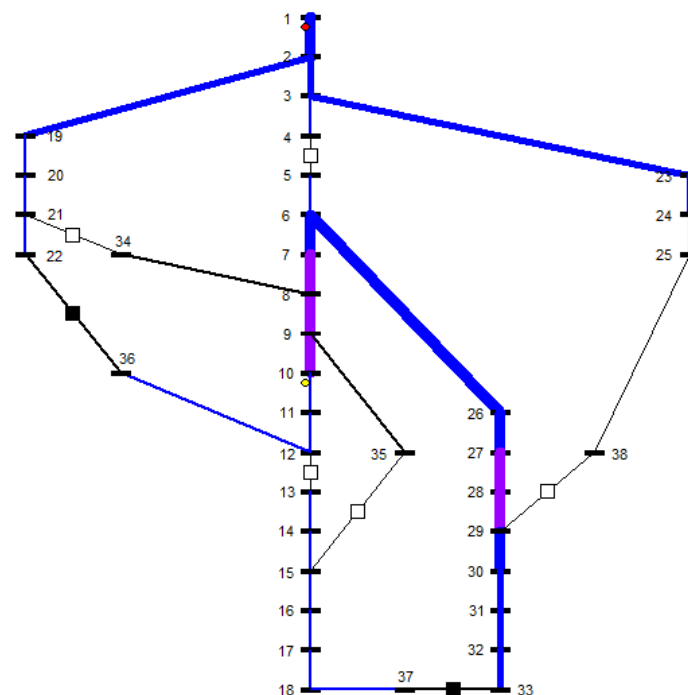


FIGURA 5.15 – CENÁRIO DE OPERAÇÃO 122: MAIORES PERDAS ATIVAS PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

Analisando-se da mesma forma as tensões máxima, média e mínima para cada uma das manobras (FIGURA 5.16), a maior média e maior mínima acontecem

no cenário nº 1, enquanto as menores acontecem no cenário nº 122, o mesmo que apresenta as maiores perdas (FIGURA 5.17).

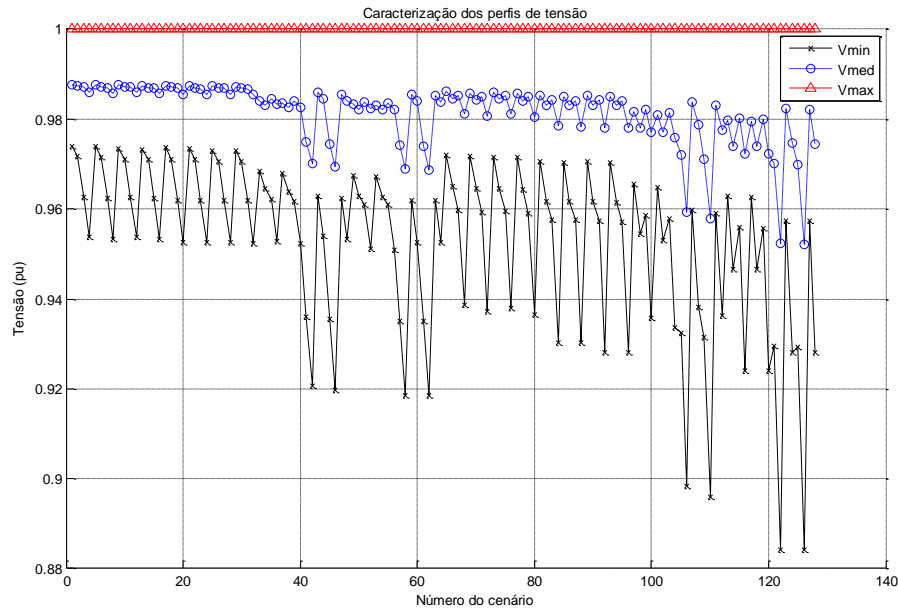


FIGURA 5.16 – TENSÕES MÁXIMA, MÉDIA E MÍNIMA PARA TODAS AS POSSIBILIDADES DE CENÁRIO DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS

Fonte: O autor (2016)

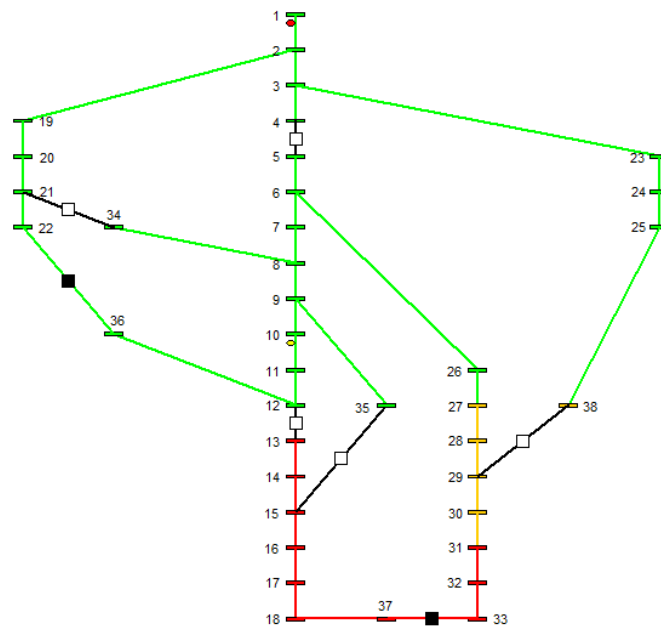


FIGURA 5.17 - CENÁRIO DE OPERAÇÃO 122: MENOR TENSÃO MÍNIMA E MÉDIA DENTRE AS BARRAS DO SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS

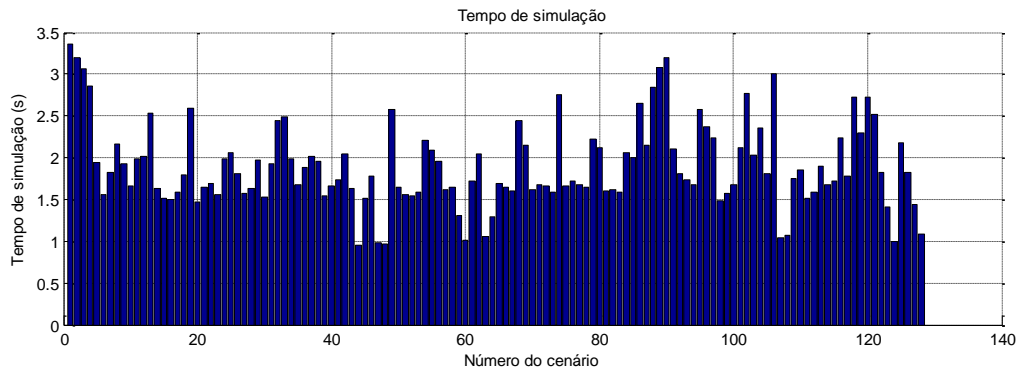
Fonte: O autor (2016)

A análise do tempo de simulação de cada um dos cenários de operação é apresentada na FIGURA 5.18 para o método Newton-Raphson convencional. Nesta análise é apenas contabilizado o tempo de execução do método do fluxo de potência, excluindo o tempo do processamento topológico anterior. Todas as simulações partem como *flat start*.

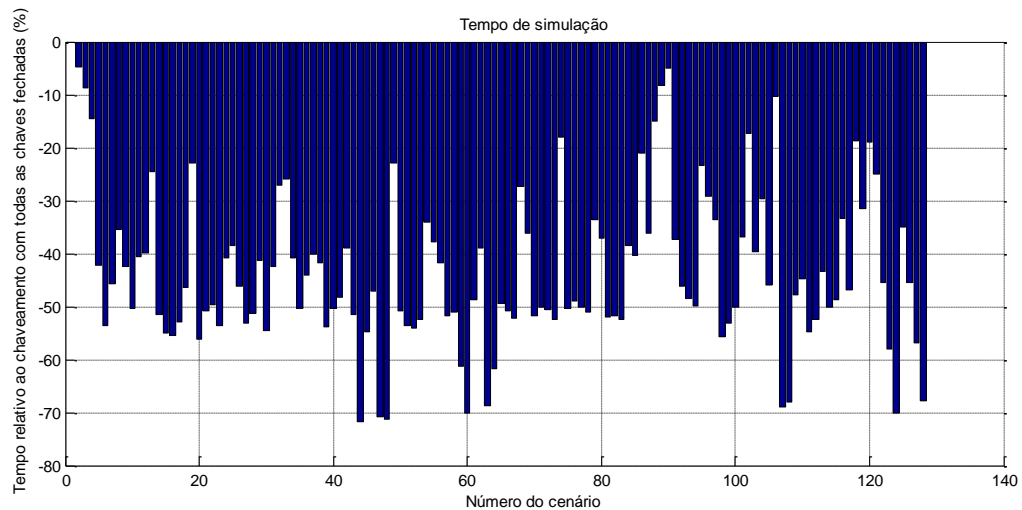
Nota-se que o cenário 1, ou seja, com todas as chaves fechadas, é aquele que tem o maior tempo de processamento, visto que todos os outros tempos relativos a este são negativos. O tempo relativo ao cenário nº 1 é calculado conforme (5.1), onde  $1 \leq j \leq 2^{n_{rc}}$ .

$$t_j^{relativo} = \left( \frac{t_j^{absoluto}}{t_1^{absoluto}} - 1 \right) \times 100\% \quad (5.1)$$

Por outro lado, os maiores tempos de processamento ocorrem para os cenários de operação cuja convergência é mais difícil, com maiores perdas e quedas de tensão, o que dificulta a determinação dos estados que satisfazem a tolerância especificada para o vetor de *mismatches*.



(a)

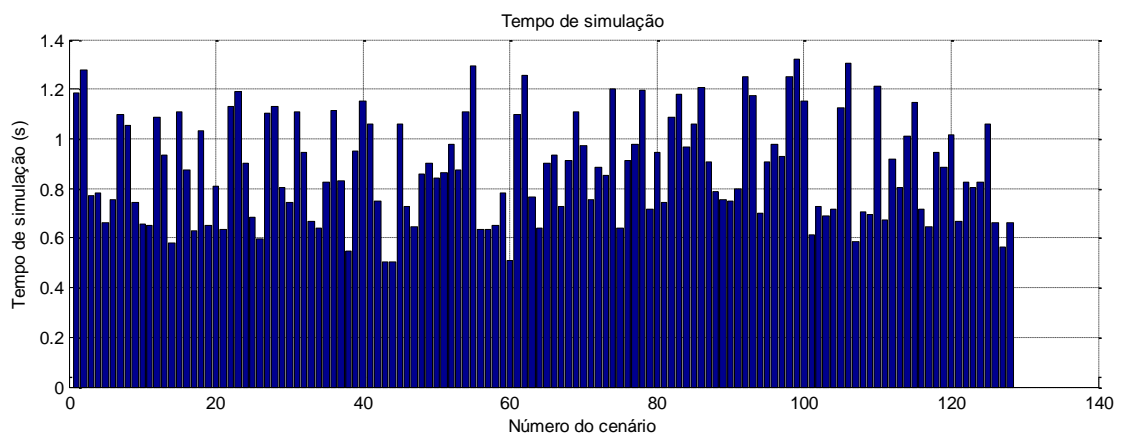


(b)

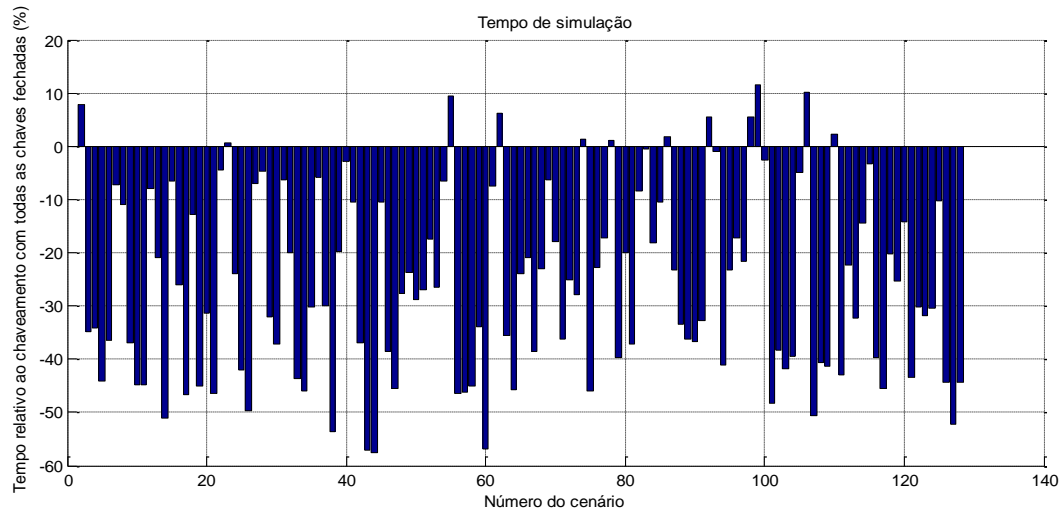
FIGURA 5.18 – TEMPOS DE SIMULAÇÃO ABSOLUTO (a) E RELATIVO (b) PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS, MÉTODO NEWTON-RAPHSON ESTENDIDO CONVENCIONAL

Fonte: O autor (2016)

Realizando-se a mesma análise dos tempos de simulação para o método estendido desacoplado-rápido, percebe-se pela análise dos tempos absolutos, que cada execução tem um tempo em média 50% menor ao método Newton-Raphson estendido convencional.



(a)



(b)

FIGURA 5.19 – TEMPOS DE SIMULAÇÃO ABSOLUTO (A) E RELATIVO (B) PARA O SISTEMA TESTE DE 38 BARRAS, MÉTODO NEWTON-RAPHSON ESTENDIDO DESACOPLADO-RÁPIDO

$$\Phi_{base} = 45^\circ$$

Fonte: O autor (2016)

Por outro lado, nem todas as execuções do método desacoplado-rápido têm um tempo relativamente menor ao cenário nº 1. Os cenários de números 2, 23, 55, 62, 74, 78, 86, 92, 98, 99, 106, e 110 apresentam tempos relativamente maiores, e respectivamente iguais a +7,82%, +0,65%, +6,23%, +9,48%, +1,32%, +1,06%, +1,86%, +5,41%, +5,54%, +11,5%, +10,2% e +2,27%.

Este aumento de tempo computacional acontece principalmente pela iteração P0 do método desacoplado rápido. Para certas configurações de operação, o método numérico encontra maiores dificuldades de cálculo para determinação dos *mismatches* relativos à potência reativa que satisfaçam o balanço de potência, principalmente na iteração P0, a primeira nos deslocamentos sucessivos. A FIGURA 5.20 aponta esta particularidade comparando o cenário nº 1 com o cenário nº 99, de maior tempo relativo.

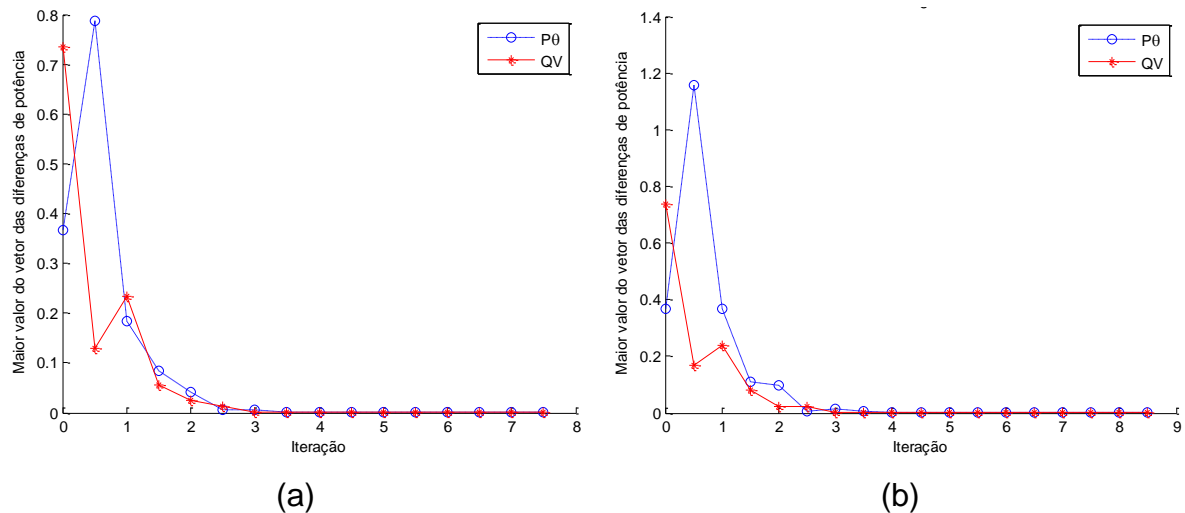


FIGURA 5.20 – COMPARATIVO DE CONVERGÊNCIA ENTRE OS CENÁRIOS Nº 1 (a) E 99 (b);

$$\phi_{\text{base}} = 45^\circ$$

Fonte: O autor (2016)

Da FIGURA 5.20 nota-se que os valores dos *mismatches* das iterações QV são bem semelhantes em ambas as simulações, porém, o padrão da convergência Pθ é bem diferente, chegando a apresentar pouca evolução de uma iteração para a outra, como acontece da iteração 1,5 para 2 e 2,5 para 3 no cenário nº 99.

É importante notar que o número de iterações também é diferente em ambos os casos, o que aumenta o tempo de execução do método, e este é o segundo fator de diferenciação entre os tempos de execução do método Newton-Raphson convencional estendido e desacoplado-rápido.

O método convencional convergiu para todas as simulações em duas iterações, enquanto o método desacoplado-rápido variou entre 7,5 iterações e 9,5 iterações dependendo do cenário de operação. Apesar do método convencional ter convergido em duas iterações para todos os cenários de simulação, os tempos de simulação são diferentes, pois cada cenário é um ponto de operação diferente, inclusive com um número de barras diferente para se processar. Nos casos em que o processamento topológico retira as barras sem referência de tensão, o tempo de simulação diminui.

A FIGURA 5.21 apresenta o número de iterações necessárias para cada cenário simulado no método desacoplado-rápido.

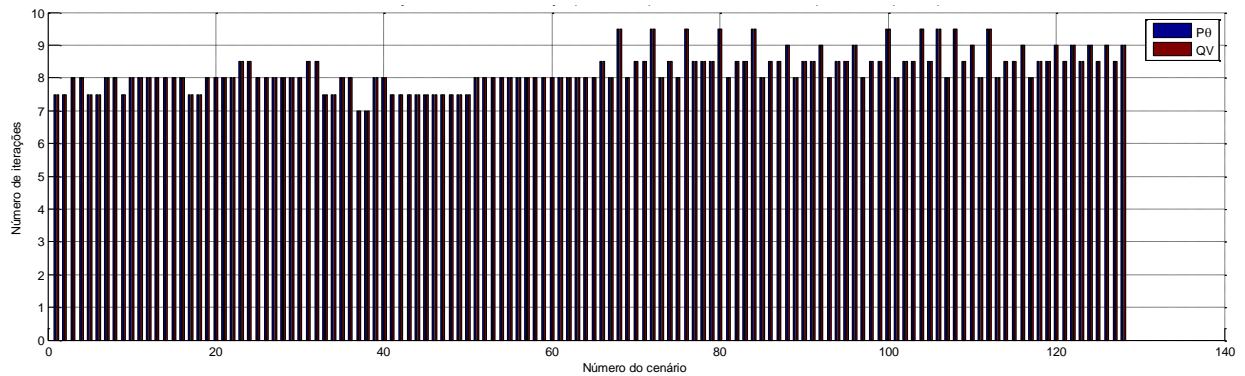


FIGURA 5.21 – NÚMERO DE ITERAÇÕES *VERSUS* CENÁRIO PARA O MÉTODO ESTENDIDO  
DESACOPLADO-RÁPIDO  $\phi_{base} = 45^\circ$

Fonte: O autor (2016)

#### 5.4. SISTEMA REAL DE DISTRIBUIÇÃO COCEL 1437 BARRAS

O sistema que será apresentado neste subcapítulo é uma rede de distribuição real composta por dois alimentadores urbanos de tensão nominal 13,8 kV interligados por uma chave seccionadora manual normalmente aberta e três chaves seccionadoras manuais normalmente fechadas, sendo uma delas localizada no tronco do Alimentador 1 e duas no tronco do Alimentador 2. As barras são todas em média tensão e correspondem às demandas dos transformadores de distribuição. A tensão base foi considerada 13,8 kV e a tensão de despacho da subestação de distribuição igual a 1 pu.

O Alimentador 1 possui as seguintes características:

- 766 barras;
- 765 linhas, sendo 1 chaveável;
- 10 tipos diferentes de seções de cabos, com relação X/R máxima de 2,72 e média igual a 0,36;
- $\Phi_{base}$  calculado de  $70,46^\circ$ ;
- Demanda de 6256,8 kW + j2473,81 kVAr.

Já o Alimentador 2 possui as características a seguir:

- 672 barras;
- 671 linhas, sendo 2 chaveáveis;
- 13 tipos de seções de cabos, com relação X/R máxima de 1,85 e média de 0,49;
- $\Phi_{base}$  calculado de  $66,29^\circ$ ;



- Demanda de 6222,47 kW + j2544,96 kVAr.

Os dados de entrada de ambos os alimentadores foram unificados para se formar um único sistema com 4 ramos chaveáveis. As barras foram renumeradas começando em 1 a partir do Alimentador 1 e ambos os alimentadores foram conectados na mesma barra de referência, simulando a conexão em uma mesma subestação. A FIGURA 5.22 ilustra a modelagem.

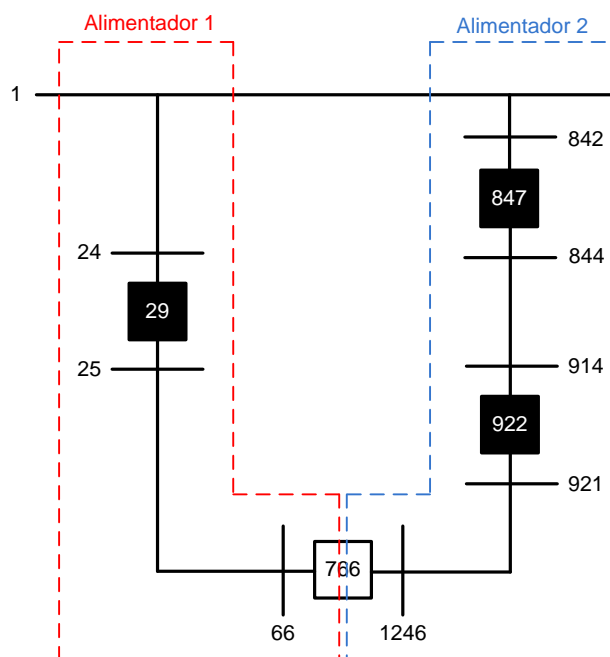


FIGURA 5.22 – ESQUEMÁTICO DA MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA

Fonte: O autor (2016)

Unificados os dados dos dois circuitos, tem-se em resumo:

- 1437 barras;
- 1437 linhas, sendo 4 chaveáveis (29, 766, 847 e 922);
- 14 seções de cabos diferentes;
- Demanda total de 12479,27 kW + j5018,77 kVAr.

O cadastro das informações de fluxo de potência de alimentadores reais é bastante extenso e heterogêneo. O grande número de barras ou nós, geralmente é derivado do cadastro de ativos<sup>4</sup>, onde são cadastrados os postes de distribuição e suas coordenadas georreferenciadas. Isto gera um grande número de nós com

<sup>4</sup>Cadastro de ativos: Banco de dados da distribuidora com o inventário dos ativos de distribuição (postes, transformadores, cabos, chaves fusíveis, medidores, etc.). Quando este cadastro é informatizado e centralizado, suas informações são buscadas por outras aplicações, entre elas, os softwares de visualização georreferenciada, planejamento e fluxo de potência.

injeção de potência nula, que podem ser tratados a priori para reduzir o tamanho do sistema, e melhorar o desempenho do método de fluxo de potência.

Outra informação relevante e, centro da análise deste sistema, é o cadastro dos cabos de distribuição. Os circuitos de distribuição são bastante extensos e ramificados, além do que, para a otimização dos custos, as seções dos cabos são escolhidas por critérios econômicos e técnicos, estes últimos como queda de tensão e restrições de tensão mecânica e catenária sob altas temperaturas. Além disso, estes cadastros são de difícil gerenciamento, uma vez que formam um grande volume de dados, dificultando a atualização dos mesmos e conferência dos dados cadastrados em relação aos ativos que de fato compõem a rede física. Por estes motivos, para um mesmo circuito podem ser encontradas diversas seções de cabos de distribuição.

As seções de cabos e suas impedâncias consideradas para o cálculo de fluxo de potência são apresentadas na TABELA 5.6. A FIGURA 5.23 aponta a proporção de cada um dos tipos de cabos em relação ao total de linhas convencionais.

TABELA 5.6 – CABOS PRESENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA COMPANHIA  
CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA E SEUS VALORES DE IMPEDÂNCIA

<b>Seção/condutor</b>	<b>Resistência (<math>\Omega/\text{km}</math>)</b>	<b>Reatância indutiva (<math>\Omega/\text{km}</math>)</b>	<b>Susceptância capacitiva (<math>\text{S}/\text{km}</math>)</b>
1/0CAA	0,709	0,4186	3,96197E-06
2/0CA	0,521	0,42	3,99202E-06
2/0CAA	0,577	0,41	4,05022E-06
2CA	1,044	0,4462	3,74392E-06
2CAA	1,102	0,4362	3,79507E-06
336.4CA	0,206	0,3809	4,38789E-06
35CA	1,92822967	0,77990431	0
4/0CAA	0,38	0,3925	4,24088E-06
477CA	0,146	0,3978	4,55373E-06
4CAA	1,712	0,4537	3,64166E-06
185PCA	0,34084292	0,43735383	0
4/0CA	0,328	0,4025	4,17537E-06
6CU	2,55753386	0,8470884	0
70PCA	1,21106291	0,58720174	0

FONTE: O autor (2016).

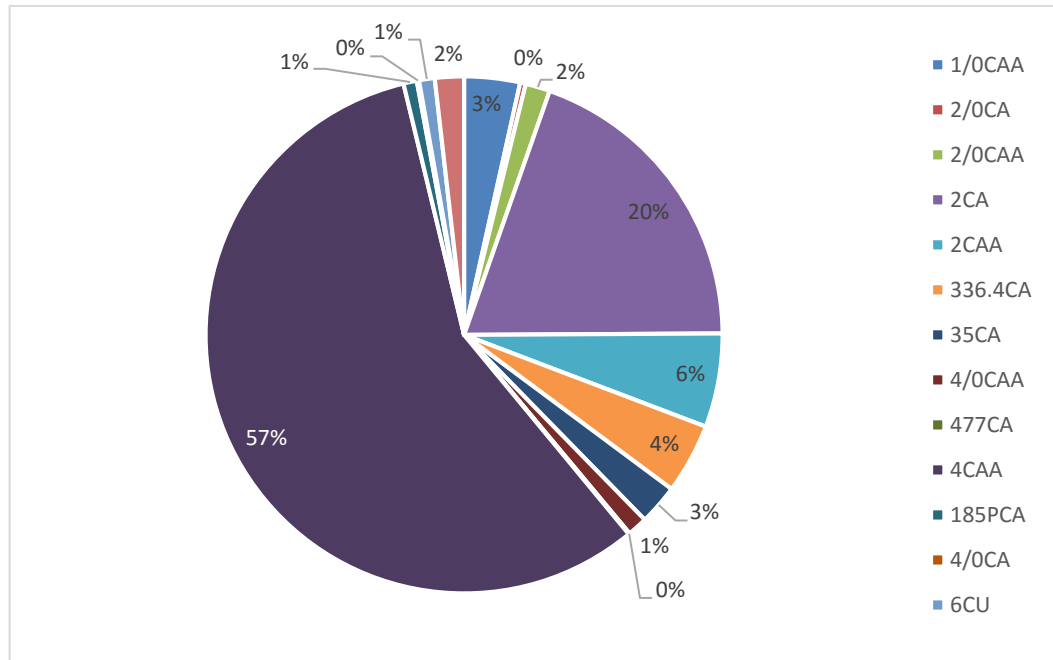


FIGURA 5.23 – PROPORÇÃO DE OCORRÊNCIA POR TIPO DE SEÇÃO DE CABO DE DISTRIBUIÇÃO DO SISTEMA DA COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA

Fonte: O autor (2016)

Neste sistema ocorre algo bastante singular e que demonstra a deficiência de se escolher o ângulo base da normalização complexa baseado na média dos ângulos das impedâncias. Da equação (4.13), podemos inferir que:

$$\phi_{base} = \frac{\sum_{l=1}^{n_l} 90}{n_l} - \frac{\sum_{l=1}^{n_l} \zeta_{km}}{n_l} = \frac{n_{\tau} \cdot 90}{n_{\tau}} - \phi_{médio} = 90 - \phi_{médio}$$

Desta forma, conclui-se que, quanto mais afastado da média encontra-se o ângulo de uma das impedâncias, pior será sua correção pelo ângulo de base, o que pode ocasionar a divergência do método desacoplado-rápido. Outra característica importante é que estes ângulos com grande desvio da média angular das demais impedâncias são aqueles em menor proporção no sistema, pois numa situação oposta, este ângulo iria “atrair” a média para si, pois a média aritmética é uma medida central. A FIGURA 5.24 apresenta todos os ângulos das impedâncias do sistema.

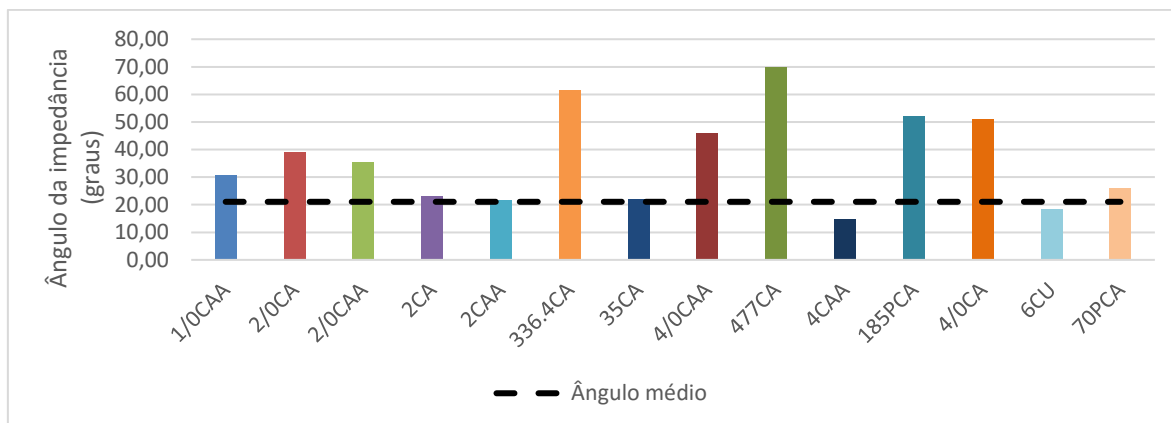


FIGURA 5.24 – ÂNGULOS DAS IMPEDÂNCIAS DOS CABOS DO SISTEMA DA COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA

Fonte: O autor (2016)

No sistema em estudo, a média dos ângulos das impedâncias do sistema é de  $21,06^\circ$ , muito próximo do valor do cabo mais comum, 4CAA, com ângulo de  $14,84^\circ$  e especificado em 57% das linhas. Por outro lado, os cabos 336,4CA e 477CA possuem impedâncias de ângulos de respectivamente  $61,59^\circ$  e  $69,85^\circ$ , correspondendo a desvios de  $40,54^\circ$  e  $48,79^\circ$  em relação à média.

O ângulo base calculado para este sistema é de  $68,94^\circ$ . A aplicação deste ângulo para a rotação da impedância do cabo mais comum, 4CAA, resultaria num ângulo de  $83,78^\circ$ , o que representa uma relação X/R igual a 9,175. Contudo, aplicando-se este ângulo às impedâncias dos cabos 336,4CA e 477CA resultaria em ângulos de  $130,53^\circ$  e  $138,79^\circ$ , respectivamente, que correspondem às relações X/R de -1,170 e -0,876.

A FIGURA 5.25 ilustra a discussão na forma de diagrama fasorial.

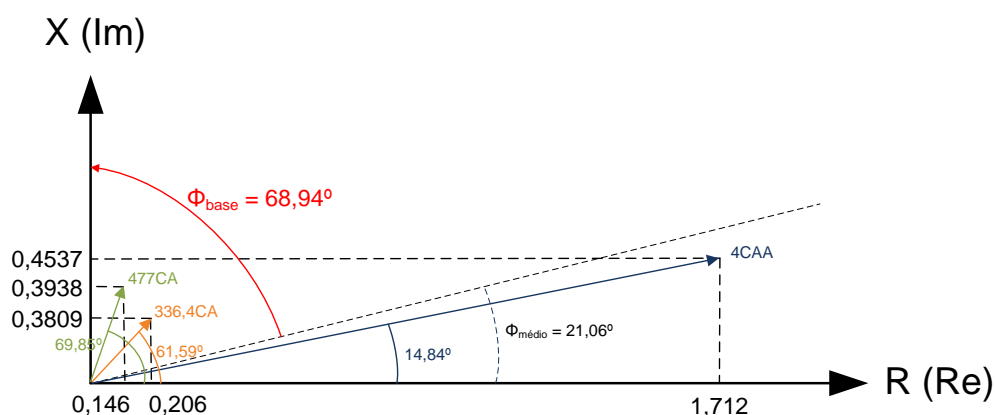


FIGURA 5.25 – DIAGRAMA FASORIAL DAS IMPEDÂNCIAS DOS CABOS DE DISTRIBUIÇÃO

Fonte: O autor (2016)

Conclui-se então, que para a utilização do método proposto para cálculo de fluxo de potência desacoplado-rápido na distribuição, devem ser verificados os seguintes pontos nos dados de entrada:

- A existência de um grande número de barras sem injeção de potência pode ser um indício de que os dados de rede para fluxo de potência devem ser tratados. Geralmente quando exportados diretamente de um programa de cadastro de ativos, cada um dos postes é listado nos dados como um nó sem demanda, aumentando a magnitude do problema sem necessidade. E por isso, ao mesmo tempo em que o número de barras (nós) aumenta, o número de linhas também aumenta, o que modifica a média do ângulo das impedâncias calculada para determinar o ângulo da potência base;
- A ocorrência de uma grande variedade de condutores cadastrados num mesmo circuito pode ser um indício de erro de cadastro. Neste caso deve-se verificar se há coerência nos dados das linhas, principalmente no tronco. Erros de cadastro podem ser verificados nos casos de um segmento de várias linhas consecutivas no qual há uma ou algumas poucas linhas no meio do segmento com cabos diferentes dos demais.

Apesar do grande número de barras deste sistema, as distâncias são curtas por se tratar de um alimentador urbano. As quedas de tensão provocadas pela alta densidade de carga do centro urbano foram contornadas por um projeto de rede de distribuição robusto, com cabos de grande seção no tronco. À vista disso, o perfil de tensão do sistema é bem comportado, com a ocorrência de algumas tensões precárias para um carregamento alto.

A FIGURA 5.26 exibe o gráfico do perfil de tensão desta rede de distribuição.

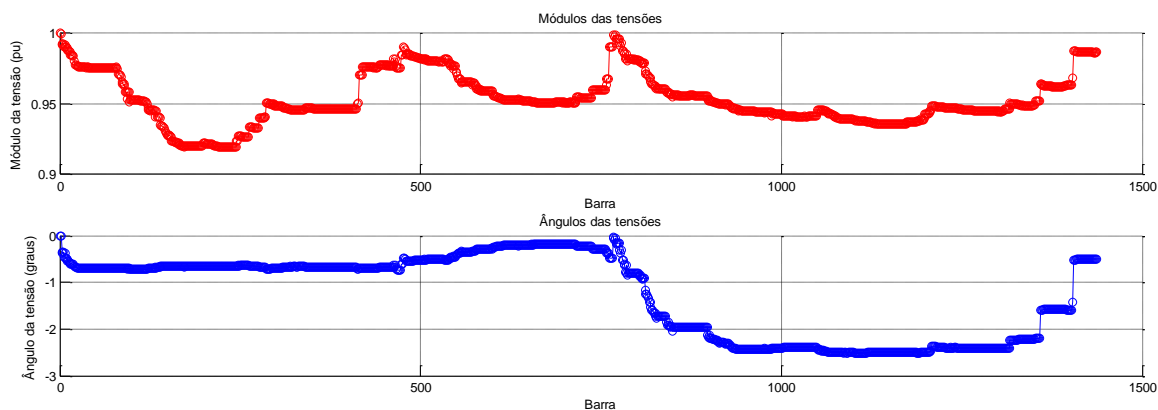


FIGURA 5.26 – PERFIL DE TENSÃO PARA OPERAÇÃO RADIAL DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA COCEL

Fonte: O autor (2016)

Na TABELA 5.7 são tabulados os números de iterações necessárias para resolução do fluxo de potência no sistema em estudo, num cenário de operação radial (chaves 29, 847 e 922 fechadas; 766 aberta). Foram conduzidas simulações com os ângulos base calculados pela média (em vermelho) e os ângulos de 30° e 50°, que se aproximam melhor dos cabos com maior desvio em relação ao ângulo médio. Além disso, são listadas na tabela, os resultados para o sistema modificado, substituindo-se as linhas dos cabos com maior desvio de ângulo da impedância em relação ao ângulo médio pela impedância do cabo 4/0CA (50,82°), por ser, depois dos cabos 477CA e 336,4CA, o que possui menor impedância, ou maior seção transversal.

As simulações foram realizadas na variação XB do método Newton-Raphson estendido desacoplado-rápido.

TABELA 5.7 – NÚMERO DE ITERAÇÕES NECESSÁRIAS PARA SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA PARA O SISTEMA DA COCEL

Cabos substituídos	$\Phi_{base}$	NR Convencional Estendido	NR Desacoplado-Rápido Estendido	
			P $\theta$	QV
Nenhum	0°	2	Não convergiu	
	30°		Não convergiu	
	50°		Não convergiu	
	68,94°		Não convergiu	
	0°	2	Não convergiu	

477CA	30°		Não convergiu	
	50°		Não convergiu	
	68,96°		Não convergiu	
477CA + 336,4CA	0°	2	11	11
	30°		11	11
	50°		11	11
	69,43°		11	11
477CA + 336,4CA + 185PCA	0°	2	11	11
	30°		11	11
	50°		11	11
	69,44°		11	11

FONTE: O autor (2016).

Apesar de haver convergência uma vez substituídos os cabos que possuem ângulos com maior desvio em relação à média, não se pode afirmar que este seja o único fator determinante da convergência ou divergência deste sistema, uma vez que ela ocorre até mesmo para  $\Phi_{base} = 0$ . A rotação dos ângulos das impedâncias dos cabos 477CA e 336,4CA de 68,94° reduz a relação X/R destes de, respectivamente, 2,725 e 1,849 para -1,170 e -0,876, o que, em valores absolutos, são relações mais interessantes para a convergência do método desacoplado rápido.

No entanto, deve-se pensar que o ângulo base também modifica o fator de potência das cargas, o que também contribui significativamente na convergência do cálculo.

## 5.5. SISTEMA REAL DE DISTRIBUIÇÃO CELESC-DIS 1531 BARRAS

Os dados do sistema da Celsc Distribuição cedidos para este trabalho se referem a uma rede extensa, passando por pequenos municípios e propriedades rurais. Estes circuitos foram escolhidos por algumas particularidades: a presença de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) de grande potência em relação à demanda dos circuitos, e sua grande extensão. Estas peculiaridades permitirão demonstrar a resiliência do algoritmo para resolver o problema de fluxo de carga, além de também ser um bom caso de estudo para a simulação de ilhamento de geradores por meio da utilização de múltiplas referências.

Outra característica importante dos dados destes circuitos, é o tratamento prévio dos dados de entrada. Diferentemente do exemplo anterior, barras de injeções nulas que não eram bifurcações, conexões de elementos *shunt*, ou barras de fronteira entre duas linhas com cabos de seções diferentes foram suprimidas, somando-se as distâncias das linhas anterior e posterior. Os dois circuitos juntos totalizam 1531 barras, porém, antes deste tratamento, eram pouco mais de 4000.

O sistema é constituído por dois alimentadores de tensão base 23 kV interligados em dois pontos por duas chaves normalmente abertas, e possuem duas pequenas centrais hidrelétricas, G1 e G2, respectivamente conectadas aos alimentadores 1 e 2.

O Alimentador 1 possui as seguintes características:

- 1159 barras;
- 1158 linhas, sendo 3 chaveáveis;
- 7 tipos diferentes de seções de cabos, com relação X/R máxima de 1,23 e média igual a 0,29;
- $\Phi_{base}$  calculado de 73,79°;
- Demanda de 2141,60 kW + j587,77 kVAr.

O Alimentador 2 possui as características:

- 373 barras;
- 372 linhas, sendo 2 chaveáveis;
- 8 tipos de seções de cabos, com relação X/R máxima de 1,23 e média de 0,47;
- $\Phi_{base}$  calculado de 65,02°;
- Demanda de 4183,19 kW + j314,20 kVAr.

Unificados os dados dos dois circuitos, tem-se em resumo:

- 1531 barras;
- 1532 linhas, sendo 7 chaveáveis (3, 7, 14, 340, 445, 1223, 1289);
- 9 seções de cabos diferentes;
- $\Phi_{base}$  calculado de 71,57°;
- Demanda total de 6321,79 kW + j901,97 kVAr.

A FIGURA 5.27 apresenta o esquemático dos troncos dos alimentadores 1 e 2, com os ramos chaveáveis modelados e geradores.



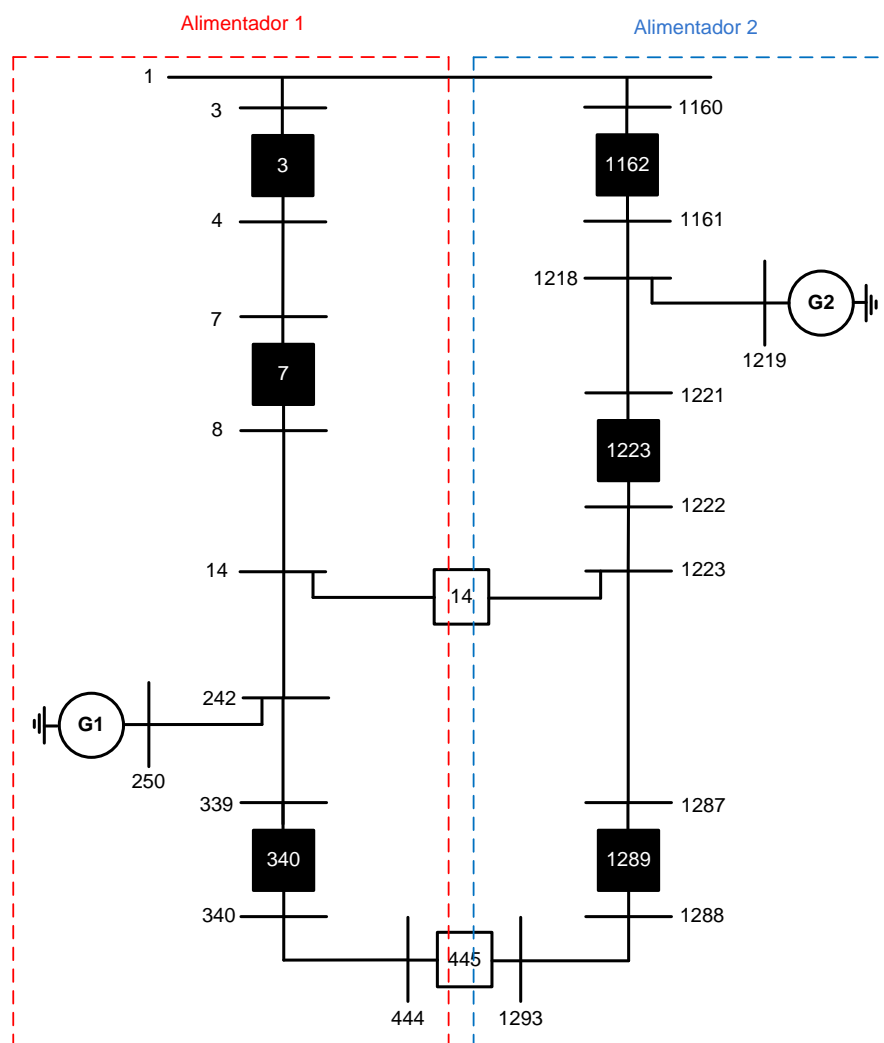


FIGURA 5.27 - ESQUEMÁTICO DA MODELAGEM DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS

Fonte: O autor (2016)

O cabo de maior seção transversal no cadastro é o tipo 4/0 AWG de alumínio sendo este utilizado nos troncos dos alimentadores 1 e 2 em suas variações com e sem alma de aço. A relação dos cabos presentes neste sistema de distribuição é apresentada na TABELA 5.8.

TABELA 5.8 - CABOS PRESENTES NO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS E SEUS VALORES DE IMPEDÂNCIA

Seção/condutor	Resistência ( $\Omega/\text{km}$ )	Reatância indutiva ( $\Omega/\text{km}$ )	Susceptância capacitiva ( $\text{S}/\text{km}$ )
1/0CAA	0,709	0,4186	3,96197E-06
2CA	1,044	0,4462	3,74392E-06
4CA	1,662	0,4638	3,59454E-06
4CAA	1,712	0,4537	3,64166E-06

4.8mmACOHs	13,8418	0,9882	0
4/0CA	0,328	0,4025	4,17537E-06
4/0CAA	0,38	0,3925	4,24088E-06
1/0CA	0,829	0,4376	3,82117E-06
35mm2-RDS-25kV	0,669	0,177	0

FONTE: O autor (2016).

Talvez pelas diversas expansões que foram realizadas nestes circuitos ao longo dos anos, esta rede possui tipos de cabos variados em seu cadastro de ativos. Apesar disso, o cadastro ainda é menos diversificado quando comparado ao sistema da Companhia Campolarguense de Energia, além dos ângulos das impedâncias possuírem menores diferenças em relação à média. Na FIGURA 5.28 são exibidos os ângulos da impedância de cada um dos cabos presentes no sistema e o ângulo médio.

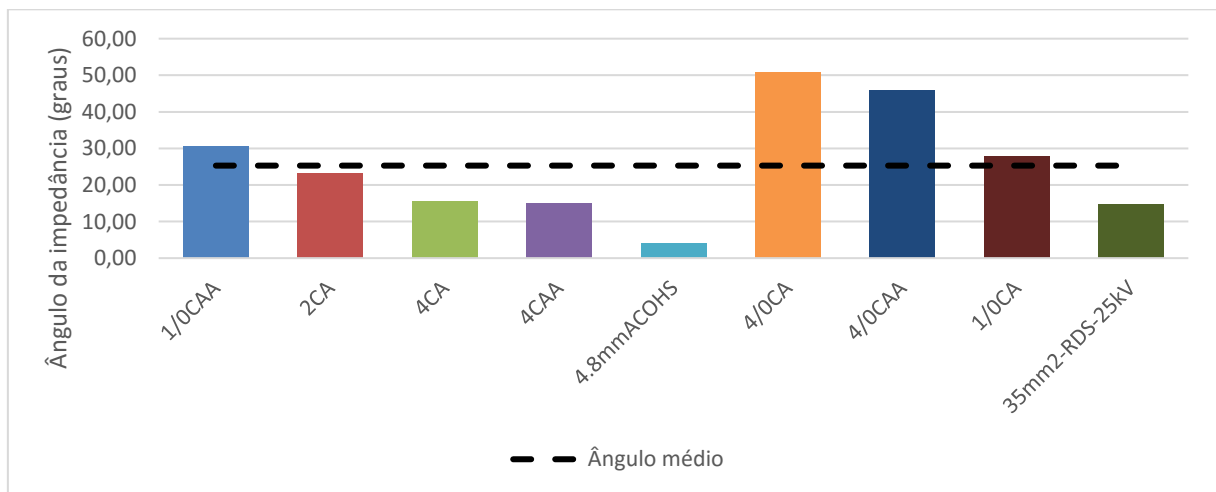


FIGURA 5.28 - ÂNGULOS DAS IMPEDÂNCIAS DOS CABOS DO SISTEMA DA CELESC-DIS

Fonte: O autor (2016)

### 5.5.1 Operação radial normal

Simulando-se a operação normal radial dos dois alimentadores, ou seja, com as linhas chaveáveis 3, 7, 340, 1162, 1223 e 1289 em estado fechado e as linhas 14 e 445 em estado aberto, o cálculo é realizado em duas iterações para o método Newton-Raphson convencional e em 12 iterações para o método desacoplado rápido com ângulo base igual a  $71,57^\circ$ . A FIGURA 5.29 apresenta o perfil de convergência das duas simulações.

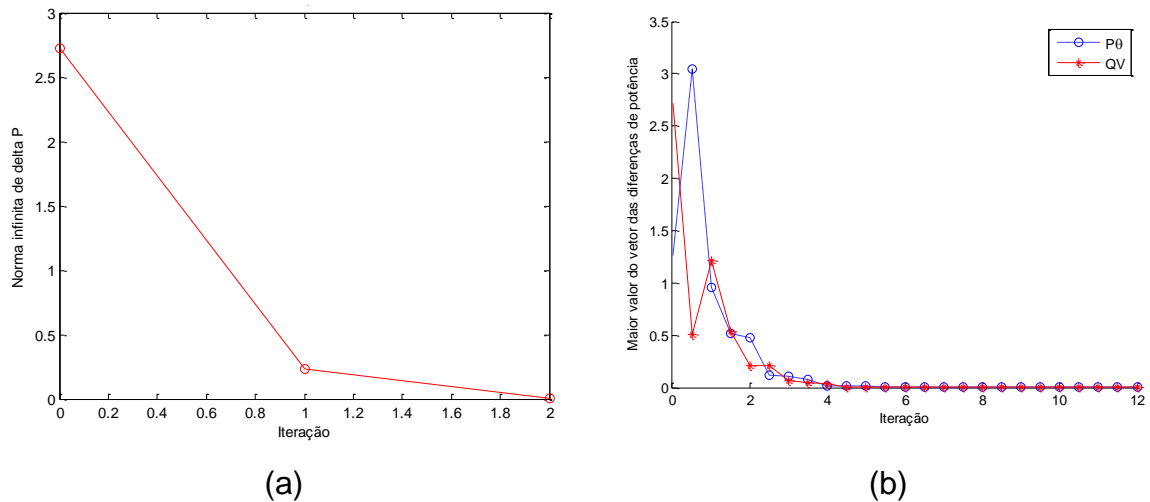


FIGURA 5.29 – CONVERGÊNCIA DOS MÉTODOS NEWTON-RAPHSON CONVENCIONAL ESTENDIDO (a) E DESACOPLADO-RÁPIDO ESTENDIDO (b) PARA O SISTEMA DA CELESC-DIS EM OPERAÇÃO RADIAL

Fonte: O autor (2016)

O perfil de tensão dos alimentadores 1 e 2 é apresentado de forma conjunta na FIGURA 5.30. O perfil do alimentador 1 compreende os valores desde a barra 1 até a barra 1159, enquanto o perfil do alimentador 2 se inicia na barra 1161 até a barra 1531. Em linhas gerais a tensão mínima atingida no alimentador 1 é de 0,9037 pu na barra 1150 e no alimentador 2 é de 0,9143 pu na barra 1531.

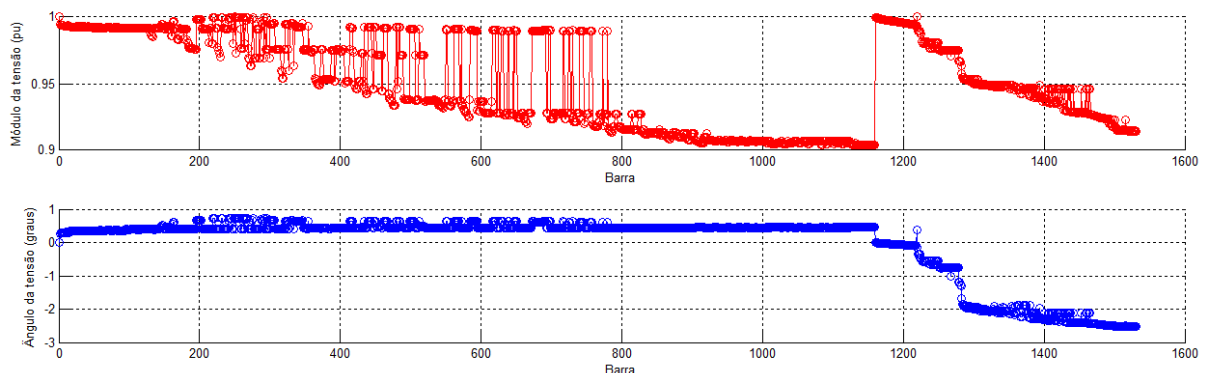


FIGURA 5.30 – PERFIL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS EM OPERAÇÃO RADIAL NORMAL

Fonte: O autor (2016)

O perfil de tensão sobre a topologia dos alimentadores de distribuição é apresentado na FIGURA 5.31.

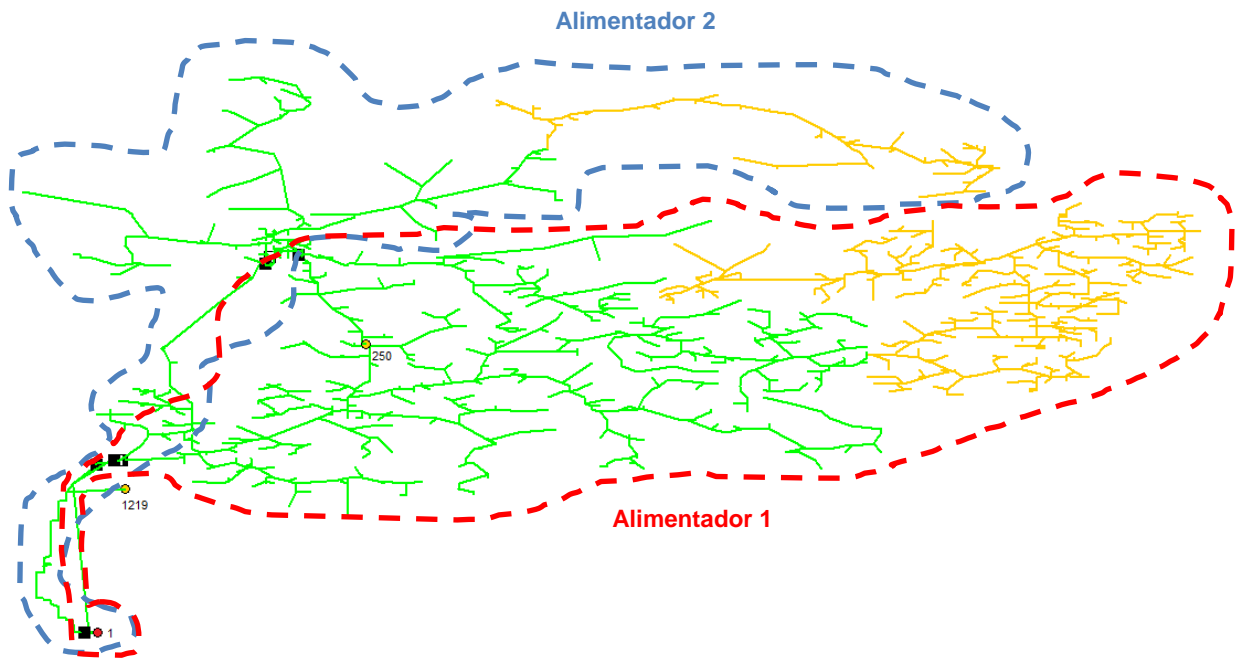


FIGURA 5.31 – APRESENTAÇÃO DAS TENSÕES SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DA CELESC-DIS SIMULADA EM OPERAÇÃO RADIAL NORMAL

Fonte: O autor (2016)

De maneira oposta ao circuito de distribuição urbano apresentado no subcapítulo anterior, este circuito apresenta suas quedas de tensão baseadas nas grandes distâncias entre fonte e carga. Os aglomerados de chaves NA e NF se encontram em municípios ou próximos a subestações, locais de acesso mais fácil para a realização de manobras por operações manuais ou manutenção destes equipamentos.

Nestas situações em que a queda de tensão é inerente às grandes distâncias do circuito, a regulação de tensão é regulada pelo ajuste dos tapes dos transformadores de distribuição, impedindo que as tensões de magnitude muito baixa atinjam os circuitos de baixa tensão e a conexão com os ramais de ligação dos consumidores.

Na FIGURA 5.32 é apresentado o fluxo de potência sobre a topologia da rede. O tronco da rede que liga os dois centros urbanos é evidenciado pelo fluxo de potência na linha entre eles. Também é possível perceber a potência que é injetada na rede pelos geradores das barras 250 e 1219.

Neste caso, pelo fato da potência dos geradores ser pouco menor que a demanda, a subestação contribui com uma pequena parcela da potência necessária para assumir a demanda e as perdas.

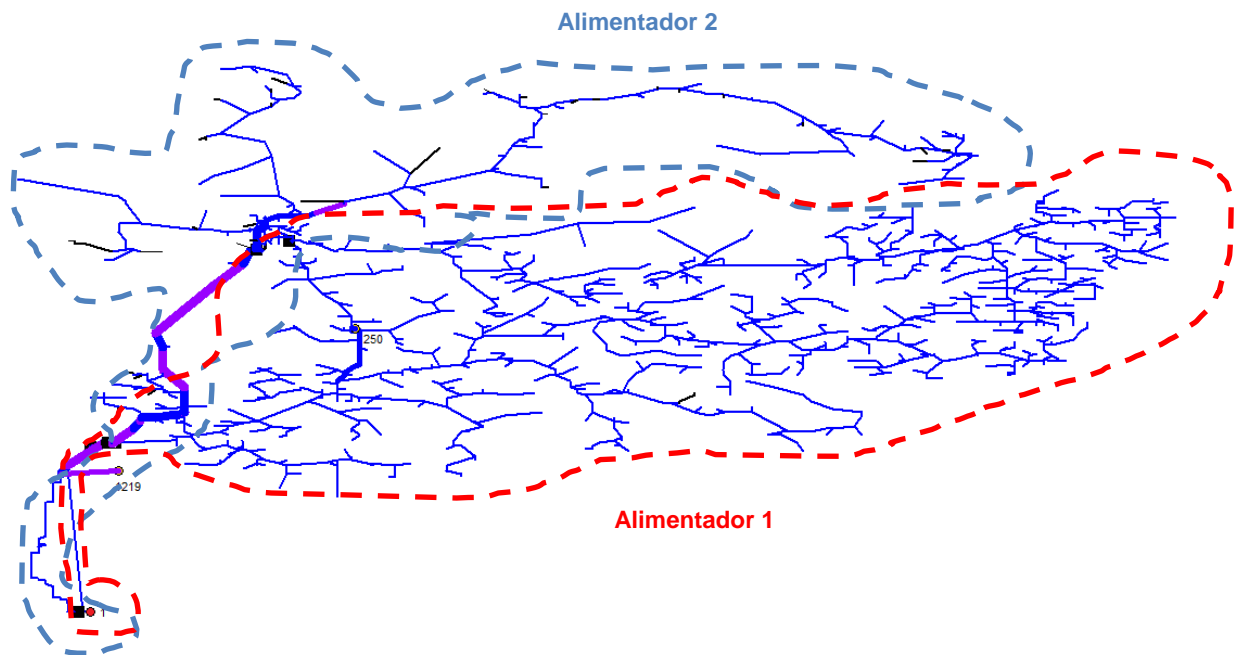


FIGURA 5.32 – APRESENTAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS EM OPERAÇÃO RADIAL NORMAL

Fonte: O autor (2016)

#### 5.5.2 Ilhamento das usinas geradoras num mesmo segmento: duas referências de tensão

Neste subcapítulo é apresentado o caso em que duas referências de tensão candidatas estão num mesmo segmento de rede, isolado da referência especificada nos dados de entrada.

De acordo com o algoritmo apresentado no subcapítulo 3.5, o maior gerador é selecionado como barra  $V\theta$ , enquanto o outro permanece como barra PV.

Na FIGURA 5.33 é apresentado o perfil de tensão da rede, enquanto na FIGURA 5.34 as tensões são apresentadas sobre a topologia.

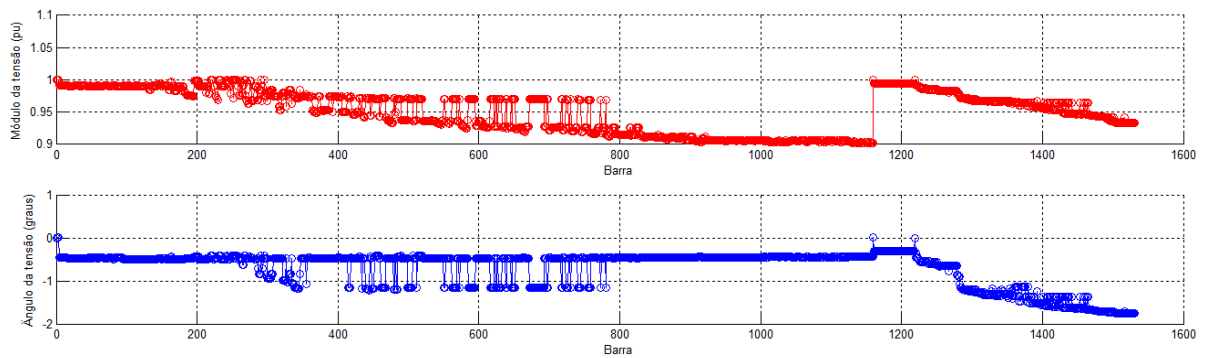


FIGURA 5.33 - PERFIL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA

Fonte: O autor (2016)



FIGURA 5.34 - APRESENTAÇÃO DAS TENSÕES SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DA CELESC-DIS; BARRAS 1 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA

Fonte: O autor (2016)

Apesar da barra 1219 do gerador G2 ser incluída como referência do sistema, o perfil de tensão e as perdas não se alteram significativamente pelo fato da localização de G2 ser muito próxima da barra 1.

O trecho entre a barra 1 (subestação) e a chaves 3 e 1162 possui apenas dois transformadores com cargas idênticas e iguais a  $0,5 + j0,1$  kVA nos dois alimentadores. Dessa forma, a referência de tensão criada na barra 1 existe apenas para alimentar estas duas cargas e as perdas envolvidas neste segmento. A FIGURA 5.35 apresenta a distribuição dos fluxos de potência nas linhas de distribuição para a configuração com duas referências de tensão.

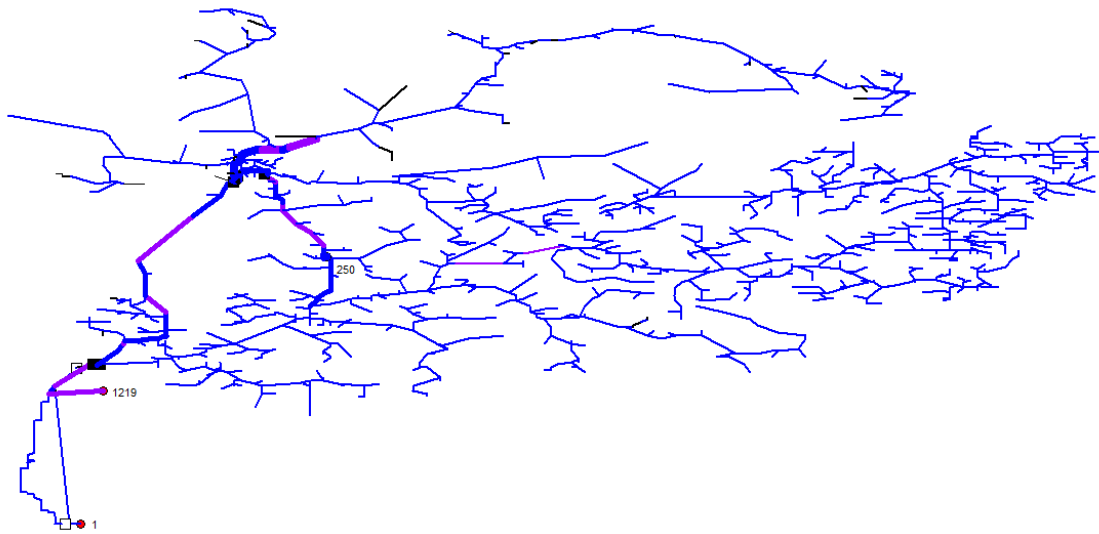


FIGURA 5.35 - APRESENTAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1 E 1219 COMO REFERÊNCIA

Fonte: O autor (2016)

A divisão da rede em dois segmentos pela manobra simulada transforma o problema em duas redes com referências distintas, resolvido de uma só vez pelo método de Newton. Ao transformar a barra 1219, do tipo PV em barra de referência  $V\theta$ , o gerador G2 passa a assumir toda a carga do segmento e suas perdas. Por isso, dependendo do perfil de carga momentâneo do sistema, situações infactíveis podem ser detectadas. Neste caso, o gerador G2 não teria capacidade de assumir todos os consumidores ao mesmo tempo, pois a soma das injeções de potência mais perdas é maior do que a capacidade nominal do gerador.

Desta forma, para esta operação, conclui-se que um corte de carga de no mínimo 320,79 kW seria necessário para que o gerador G2 assuma este segmento de rede, ou no caso, uma manobra de corte de carga deveria ser realizada, abrindo chaves que deixariam uma quantidade menor de consumidores desligados para que outros pudessem manter-se conectados.

A TABELA 5.9 detalha a análise do balanço de potência ativa por segmento de rede com referência de tensão independente.

TABELA 5.9 – POTÊNCIA ATIVA POR SEGMENTO; SIMULAÇÃO COM REFERÊNCIA NAS BARRAS 1 E 1219

<b>Segmento</b>	<b>Barra de referência</b>	<b><math>P_D</math> (kW)</b>	<b><math>P_{\text{nominal}} - P_G</math> (kW)</b>	<b>Perdas (kW)</b>
SE até chaves 3 e 1162	1 (Subestação)	1,00	-	0,02
Restante da rede	1219 (G2)	6320,79	-320,79	253,42

Fonte: O autor (2016)

Uma maneira de se realizar o corte de carga seria a abertura da chave 1289, que desligaria todos os consumidores conectados entre as linhas 340 e 445, representando um montante de 633,52 kW. A desvantagem desta manobra é a grande quantidade de consumidores desligados, uma vez que as chaves não estão dispostas no tronco do circuito de modo a dividir a demanda em valores equivalentes. Esta é uma característica muito comum de alimentadores rurais que se estendem por vastas áreas. O critério de alocação é baseado na facilidade de acesso e manutenção, uma vez que a demanda é dispersa e em menor quantidade absoluta quando comparada a alimentadores urbanos.

### 5.5.3 Ilhamento das usinas geradoras em segmentos separados: 3 referências de tensão

Neste subcapítulo será simulada a operação da rede com três referências distintas de tensão. Para isso, a seguinte manobra foi simulada:

- Chaves fechadas: 7, 340, 1223, 1289;
- Chaves abertas: 3, 14, 445, 1162.

A FIGURA 5.36 apresenta o perfil de tensão para esta configuração de operação.



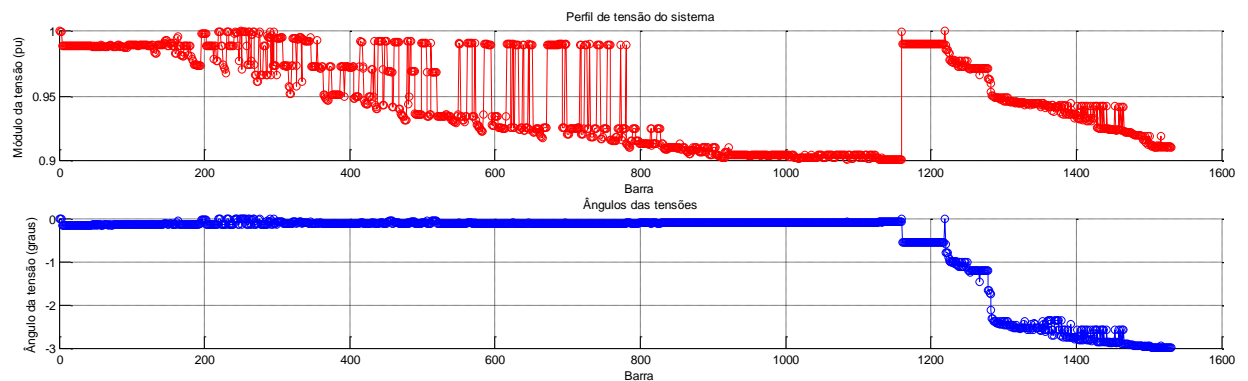


FIGURA 5.36 - PERFIL DE TENSÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1, 250 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA

Fonte: O autor (2016)

Nesta manobra as quedas de tensão se mostram um pouco mais acentuadas por não haverem chaves que fecham malhas entre os alimentadores, uma vez que cada gerador alimenta seu respectivo circuito. Esta diferença é visível no alimentador 2, cujo gerador G2 se situa geograficamente afastado dos ramais ao norte, que apresentam tensões precárias.

A FIGURA 5.37 apresenta o perfil de tensão sobre a topologia da rede.



FIGURA 5.37 - APRESENTAÇÃO DAS TENSÕES SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DA CELESC-DIS; BARRAS 1, 250 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA

Fonte: O autor (2016)

Comparando-se o fluxo de potência nas linhas de distribuição entre esta simulação e a anterior, percebe-se que o montante de energia transportado do

gerador G1 (barra 250) até o centro urbano é menor. Isto acontece pelo fato do gerador G1 se encontrar em uma posição mais central, reduzindo as perdas do transporte de energia.

A distribuição dos fluxos de potência para a simulação com três referências de tensão é apresentada na FIGURA 5.38.

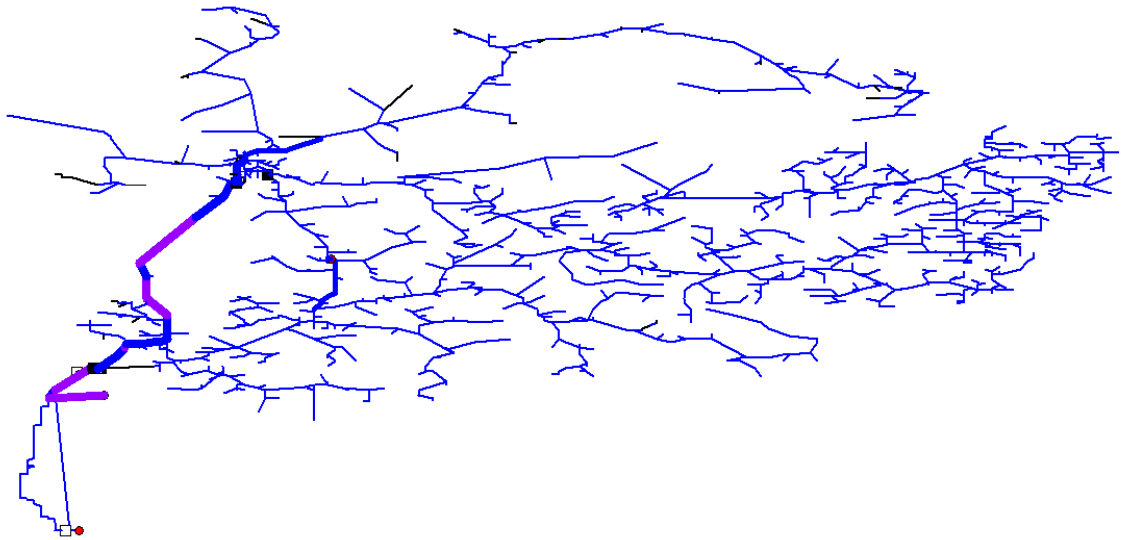


FIGURA 5.38 - APRESENTAÇÃO DOS FLUXOS DE POTÊNCIA SOBRE A TOPOLOGIA PARA A REDE DE DISTRIBUIÇÃO DA CELESC-DIS; BARRAS 1, 250 E 1219 COMO REFERÊNCIA DO SISTEMA

Fonte: O autor (2016)

Analisando o balanço de potência dos três segmentos da rede apresentado na TABELA 5.10, conclui-se que nenhum dos geradores assume um segmento cuja demanda é menor que sua própria capacidade nominal, o que já era previsto, uma vez que a demanda total é de 6321,79 kW. Além disso, não está sendo apresentado o balanço de potência reativa, que também deveria ser considerado.

Os cortes de carga a serem ponderados seriam a abertura da chave 340 no segmento do gerador G1, aliviando 633,52 kW. Já no segmento do gerador G2, a abertura da chave 1289 resultaria num alívio de 3319 kW, o que deixaria quase que todos os consumidores conectados a este circuito sem energia.

TABELA 5.10 - POTÊNCIA ATIVA POR SEGMENTO; SIMULAÇÃO COM REFERÊNCIA NAS BARRAS 1, 250 E 1219

<b>Segmento</b>	<b>Barra de referência</b>	<b><math>P_D</math> (kW)</b>	<b><math>P_{\text{nominal}} - P_G</math> (kW)</b>	<b>Perdas (kW)</b>
SE até chaves 3 e 1162	1 (Subestação)	1,00	-	0,02
G2 até as chaves 1162 e 445	1219 (G2)	4182,69	-356,40	173,71
G1 até as chaves 3 e 445	250 (G1)	2141,10	-219,14	78,04

Fonte: O autor (2016)

## 5.6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram apresentadas simulações e resultados da metodologia proposta de fluxo de potência para reconfiguração de redes integrando os conceitos de fluxo de potência estendido e normalização dos dados para execução do método desacoplado-rápido em sistemas de distribuição. Para melhor visualização das respostas, foram desenvolvidos gráficos de perfil de tensão, perfil de convergência, bem como apresentados resultados por uma análise exaustiva de todos os cenários da rede de distribuição em análise, e dados de tensão e fluxo de potência sobre a topologia georreferenciada da rede.

Primeiramente, no subcapítulo 5.3 foram apresentados resultados de simulação para o sistema teste de pequeno porte com o objetivo de demonstrar de forma compreensível os seguintes aspectos da ferramenta:

- Variação da convergência de acordo com o ângulo da potência base escolhido;
- Apresentação dos valores calculados das novas variáveis de estado fluxos de potência ativa e reativa nos ramos chaveáveis;
- Funcionamento da ferramenta de simulação de segmentos ilhados da rede de distribuição alimentados por geração distribuída utilizando múltiplas referências de tensão;

- Demonstração da etapa preliminar de processamento topológico dos dados para segmentos desconectados da fonte ou subestação;
- Simulação de todos os casos possíveis de cenários de operação do sistema para avaliação dos tempos de simulação absolutos e relativos de cada manobra, convergência e comparação entre os métodos convencional e desacoplado-rápido.

Para os casos simulados do subcapítulo 5.3 foi constatado que para ângulos base próximos àqueles calculados pelo complemento da média dos ângulos das impedâncias, a convergência do método desacoplado-rápido acontece em menos iterações. Contudo, o ângulo ótimo não necessariamente é este, pois as injeções de potência ativa e reativa das barras são normalizadas por este mesmo ângulo, porém não são levadas em consideração no cálculo de determinação do mesmo.

A retirada dos segmentos sem tensão é necessária para a convergência do método de Newton e reduz o tempo de execução do algoritmo por reduzir o tamanho das matrizes de rede (processamento da matriz admitância e da inversão da matriz Jacobiana).

A comparação da simulação exaustiva para este sistema demonstrou que, em média, para todas as manobras, o método desacoplado-rápido apresenta um ganho de performance de aproximadamente 50% em relação ao método convencional.

No subcapítulo 5.4 o aspecto da determinação do ângulo da potência base foi explorado para um sistema real de distribuição urbana de grande porte que apresenta impedâncias cujos valores dos ângulos são muito desiguais. Verificou-se que para este tipo de sistema a convergência do método desacoplado-rápido não é alcançada para diferentes ângulos base, o que pode ser atribuído ao fato de alguns cabos cadastrados possuírem um grande desvio em relação à média do ângulo das impedâncias de todo o sistema. Os dados desta rede de distribuição não foram disponibilizados com suas coordenadas geográficas, e por isso, não há representação georreferenciada das tensões e fluxos de potência.

No subcapítulo 5.5 foram apresentados resultados a partir da utilização da ferramenta para análise de uma rede de distribuição rural de grande porte conectados a duas pequenas centrais hidrelétricas, sendo este um sistema real que permite a simulação de múltiplas referências de tensão. A abordagem se mostrou funcional em execução para um sistema de grande porte, sendo simuladas topologias com uma, duas e três referências de tensão simultâneas. Também é demonstrado que os

segmentos de tensão que são assumidos por barras PV podem ter sua demanda maior do que a própria potência nominal do gerador, pelo fato da barra de referência assumir todas as injeções de potência e perdas como condição inerente do método de cálculo. Desta forma, por se tratar de uma ferramenta de simulação, uma análise crítica dos resultados deve ser conduzida para determinação de manobras de corte de carga e consequente factibilidade destas manobras em condições reais de operação.



## 6. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

### 6.1. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi apresentada e avaliada uma ferramenta de análise de fluxo de potência e reconfiguração de redes utilizando a integração de diferentes técnicas: método Newton-Raphson estendido, permitindo a modelagem de ramos chaveáveis para a representação de disjuntores e chaves seccionadoras; normalização complexa por unidade para a execução do método Newton-Raphson desacoplado-rápido; utilização de múltiplas referências para a opção de simulação de ilhamento de geradores.

Pelo fato dos sistemas de distribuição serem projetados como redes radiais, o método de fluxo de potência estendido utilizado na distribuição encontra situações em que ilhas ficam sem referência, por serem desligadas do resto da rede ao se abrir uma das chaves. Para contornar este problema, foi proposta neste trabalho a utilização da técnica de observabilidade numérica utilizada na estimação de estados para detectar todas as ilhas do sistema. A partir desta informação, as ilhas sem tensão são retiradas do conjunto de dados para que o sistema de equações seja possível e determinado. Ainda, foi proposta uma opção de simulação na qual geradores modelados como barras PV possam se tornar referências de tensão.

As simulações e resultados utilizando a ferramenta desenvolvida foram conduzidos em três sistemas de distribuição: um sistema teste de 38 barras e dois cadastros de redes de distribuição reais de grande porte, sendo uma delas uma rede urbana e a outra uma rede rural extensa com conexão de unidades de geração distribuída.

Verificou-se que a aplicação do método desacoplado-rápido associado à técnica de normalização complexa para sistemas de distribuição se mostra eficaz ao reduzir consideravelmente o tempo de execução do método de cálculo, mesmo considerando a necessidade de se alterar os dados originais do sistema. A determinação do ângulo da potência base influi diretamente na performance de convergência do método desacoplado-rápido.

Em redes de distribuição cujo cadastro é muito extenso, com diferentes seções de cabos em um mesmo circuito e com muitas linhas de pequeno comprimento, foi constatado que há dificuldades em se encontrar um único ângulo para a potência base

da normalização complexa. Para estas situações, a abordagem Newton-Raphson convencional, embora mais custosa computacionalmente, permanece como alternativa.

A análise da simulação de todos os cenários possíveis para um único sistema demonstrou que, em média, o método desacoplado-rápido leva metade do tempo do método convencional.

Foram ainda simulados casos de operação de redes de distribuição reais operando com geração distribuída de forma ilhada, assumindo segmentos da rede de distribuição. O cálculo com múltiplas referências se mostrou funcional, mesmo para esta rede de grande porte. É apresentada uma ressalva para este tipo de análise no que se refere à casos em que a potência calculada para estes geradores supera a potência nominal dos mesmos, uma vez que, quando transformados em barra de referência, estes geradores devem assumir todas as injeções de potências e perdas de seus segmentos de circuito. Assim, estes resultados devem ser analisados criticamente e, se necessário, manobras de corte de carga devem ser definidas e simuladas para verificar a viabilidade das condições simuladas computacionalmente.



## 6.2. TRABALHOS FUTUROS

Numa primeira sugestão de continuação do trabalho apresentado, recomenda-se a verificação dos tempos de execução do método de fluxo de potência estendido convencional e desacoplado-rápido implementados em linguagem compilada, o que permitiria grandes saltos de performance quando comparado a linguagens de programação interpretadas, como é o caso do MATLAB. Performances satisfatórias de velocidade de cálculo da metodologia proposta implementadas em linguagem compilada fariam a ferramenta útil também para problemas de operação em tempo real e reconfiguração para *smart-grids*.

Apesar deste trabalho ser um avanço da pesquisa no que concerne a implementação e utilização do método de fluxo de potência estendido para aplicação em estudos de reconfiguração de redes de distribuição, o trabalho não contempla o estudo da associação de uma técnica de otimização para determinação de chaveamentos corretivos utilizando a ferramenta de fluxo de potência desenvolvida. A integração da ferramenta apresentada a uma técnica deste tipo e apresentação de resultados fazendo uso de um estudo de caso seria também uma forma de continuação deste trabalho.

Além disso, a modelagem apresentada é baseada na representação monofásica da rede, que não se mostra totalmente adequada para redes de distribuição, cujas injeções de potência nas barras são geralmente desbalanceadas. Propõe-se então o desenvolvimento de uma metodologia de fluxo de potência estendido trifásico.

Para contornar os problemas de convergência verificados nas simulações de sistemas de distribuição com dados de cadastro muito extensos e com possíveis erros nos dados, sugere-se o desenvolvimento de um método de normalização complexa para cada linha ou trecho de alimentador. Dessa maneira seria possível trabalhar com o ângulo mais adequado para cada uma das linhas de distribuição, o que facilitaria a convergência do cálculo. Por outro lado, injeções de potência complementares deverão ser adicionadas em cada uma das barras de forma a compensar o balanço de potência que é modificado ao se realizar esta normalização complexa em cada linha. Deve-se verificar a viabilidade desta abordagem para sistemas de grande porte, e principalmente, se esta compensação de injeção de potência resultaria em inconsistências numéricas para problemas de grande magnitude, como é o caso de sistemas reais.



## REFERÊNCIAS

- ABUR, A.; EXPOSITO, A. G. *Power System State Estimation Theory and Implementation*. Nova Iorque: CRC Press, 2004. 337 p.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília, 2015.
- ALSAÇ, O.; VEMPATI, N.; STOTT, B.; MONTICELLI, A. Generalized State Estimation. In: 20th INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER INDUSTRY COMPUTER APPLICATIONS, p.90–96, 1997. Columbus. *Anais...* Columbus, 1997.
- AREFIFAR, S. A.; MOHAMED, Y. A. R. I.; EL-FOULY, T. H. M. Comprehensive operational planning framework for self-healing control actions in smart distribution grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 4, p. 4192–4200, 2013.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. *Computer Modelling of Electrical Power Systems*. Nova Delhi: Wiley India, 2003. 369 p.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, 1989.
- BAYLISS, C.; HARDY, B. *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. 3ª edição. Oxford: Elsevier ed, 2007. 1000 p.
- BERG, R.; HAWKINS, E. S.; PLEINES, W. W. Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-86, n. 4, p. 415–421, 1967.
- BLANCO, P. R. O.; LOURENÇO, E. M.; TORTELLI, O. L. Application of Power Flow at the Substation Level to the Network Recomposition Problem. X LATIN AMERICAN CONGRESS ON ELECTRIC POWER GENERATION, TRANSMISSION AND DISTRIBUTION, p. 1-6, 2013. Viña del Mar. *Anais...* Viña del Mar, 2013.
- BOTEA, A.; RINTANEN, J.; BANERJEE, D. Optimal Reconfiguration for Supply Restoration with Informed A\* Search. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 2, p. 583–593, 2012.
- BROWN, R. J.; TINNEY, W. F. Digital Solutions for Large Power Networks. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 76, n. June, p. 347–351, 1957.
- BUENO, E. A. *Redução de Perdas Técnicas através de Reconfigurações de Redes de Distribuição de Energia Elétrica sob Demandas Variáveis*, 2005. Dissertação - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 18/03/2005.
- CAPITANESCU, F.; OCHOA, L. F.; MARGOSSIAN, H.; HATZIARGYRIOU, N. D. Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 1, p. 346–356, 2014.
- CHASSIN, D. P.; SCHNEIDER, K.; GERKENSMEYER, C. GridLAB-D: An Open-source Power Systems Modelling and Simulation Environment. In: IEEE/PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION, p. 1–5, 2008. Chicago. *Anais...* Chicago, 2008.

ST. CLAIR, H. P.; STAGG, G. W. Experience in Computation of Load Flow Studies Using High Speed Computers. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, February, p. 1275–1282, 1959.

DUGAN, R. C. *Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. 2013.

DUNSTAN, L. A. Machine Computation of Power Network Performance. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 66, January, p. 610–624, 1947.

DUNSTAN, L. A. The General Solution Method of Power Network Analysis. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 67, April, p. 631–639, 1948.

DUNSTAN, L. A. Digital Load Flow Studies. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, August, p. 825–832, 1954.

DURCE, C. C. *Normalização Complexa e Cálculo de Fluxo de Potência para Sistemas Elétricos Emergentes*, 2012. Dissertação - Universidade Federal do Paraná. Curitiba.

ELGERD, O. I. *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. 2ª ed. São Paulo: McGraw-Hill do Brasil, 1983. 604 p.

EVANS, R. D.; BERGVALL, R. C. Experimental Analysis of Stability and Power Limitations. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. XLIII, February, p. 39–58, 1924.

FERREIRA, L. R. *Algoritmo de Autorrecuperação com Corte Seletivo de Carga para Redes Elétricas Inteligentes*, 2015. Dissertação - Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 26/02/2015.

FONSECA, A. G.; TORTELLI, O. L.; LOURENÇO, E. M. A Reconfiguration Analysis Tool for Distribution Networks using Fast Decoupled Power Flow. In: IEEE/PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE LATIN AMERICA, p. 182–187, 2015. Montevideo. *Anais...* Montevideo, 2015.

GARCIA, A. V.; MONTICELLI, A. Simulação de Redes de Distribuição de Energia Elétrica através de Fluxo de Carga Desacoplado Rápido. In: IX SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI. *Anais...* Salvador, 1984.

GLIMN, A. F.; STAGG, G. W. Automatic Calculation of Load Flows. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 76, October, p. 817–825, 1957.

GOMES, R. B. *Resolução do problema de fluxo de carga para redes de distribuição utilizando o método desacoplado rápido com rotação automática de eixos*, 2006. Dissertação - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2006.

HALEY, P.; AYRES, M. Super Decoupled Loadflow with Distributed Slack Bus. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-104, n. 1, p. 104–113, 1985.

HAZEN, H. L.; SCHURIG, O. R.; GARDNER, M. F. The M. I. T. Network Analyzer: Design and Application to Power System Problems. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 49, n. 3, p. 1102–1113, 1930.

HENDERSON, J. M. Automatic Digital Computer Solution of Load Flow Studies. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 73, 1954.

- HUANG, K. Y.; CHIN, H. C. Distribution feeder energy conservation by using heuristics fuzzy approach. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 24, n. 6, p. 439–445, 2002.
- JEON, Y.; KIM, J. Application of simulated annealing and tabu search for loss minimization in distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*, v. 26, p. 9–18, 2004.
- KASHEM, M. A.; GANAPATHY, V.; JASMON, G. B. Network reconfiguration for enhancement of voltage stability in distribution networks. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 147, n. 3, p. 171, 2000.
- LARIMI, S. M. M.; HAGHIFAM, M. R.; MORADKHANI, A. Risk-based reconfiguration of active electric distribution networks. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 10, n. 4, p. 1006–1015, 2016.
- DE LEÓN, F.; SEMLYEN, A. Iterative solvers in the Newton power flow problem: preconditioners, inexact solutions, and partial Jacobian updates. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, v. 149, n. 4, p. 479, 2002.
- LI, J. *Reconfiguration of power networks based on graph-theoretic algorithms*, 2010. Tese - Iowa State University. Ames, 2010.
- LI, J.; LIU, C.-C.; SCHNEIDER, K. P. Controlled Partitioning of a Power Network Considering Real and Reactive Power Balance. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 1, n. 3, p. 261–269, 2010.
- LODDI, T. *Cálculo de Fluxo de Potência Unificado em Sistemas de Transmissão e Redes de Distribuição através do Método de Newton Desacoplado Rápido com Rotação de Eixos*, 2010. Dissertação - Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2010.
- LORENZETI, J. F. C. *Reconfiguração de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica para a Melhoria das Condições de Operação com Relação à Estabilidade de Tensão*, 2004. Dissertação - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2004.
- LOURENCO, E.; LODDI, T.; TORTELLI, O. Unified load flow analysis for emerging distribution systems. In: IEEE/PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES CONFERENCE EUROPE, p.1–7, 2010. Gothenburg. *Anais...* Gothenburg, 2010.
- LOURENÇO, E. M.; COSTA, A. S.; PINTO JR, R. R. Steady-State Solution for Power Networks Modeled at Bus Section Level. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 25, n. 1, p. 10–20, 2010.
- LOURENÇO, E. M.; NASTASHA, I.; COSTA, A. S. Fast Decoupled Steady-State Solution for Power Networks Modeled at the Bus Section Level. In: IEEE BUCHAREST POWER TECH CONFERENCE, p. 1–7, 2009. Bucharest. *Anais...* Bucharest, 2009.
- MASHHOUR, E.; MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M. Three-Phase Backward/Forward Power Flow Solution Considering Three-Phase Distribution Transformers. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRIAL TECHNOLOGY, p. 1-7, 2009. Gippsland. *Anais...* Gippsland, 2009.
- MONTICELLI, A. The Impact of Modeling Short Circuit Branches in State Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 1, p. 364–370, 1993.
- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Modeling Zero Impedance Branches in Power System State Estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 6, n. 4, p. 1561–1570, 1991.

- MONTICELLI, A.; GARCIA, A. V. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. Campinas: Editora Unicamp, 2003. 251 p.
- MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. V.; SAAVEDRA, O. R. Fast decoupled load flow: Hypothesis, derivations, and testing. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 5, n. 4, p. 1425–1431, 1990.
- MONTICELLI, A.; WU, F. F. Network Observability: Theory. *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, , n. 5, p. 1042–1048, 1985.
- VAN NESS, J. E. Iteration Methods for Digital Load Flow Studies. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, August, p. 583–586, 1959.
- NESS, J. E. VAN; GRIFFIN, J. H. Elimination Methods for Load-Flow Studies. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 80, p. 299–302, 1961.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *Procedimentos de Rede Submódulo 2.3*. 2011.
- PINTO JR., R. R. *Fluxo de Potência em Redes Modeladas no Nível de Subestação*, 2005. Dissertação - Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2005.
- S&C ELECTRIC COMPANY. Sistema de recomposição automática IntelliTeam SG. Disponível em: <<http://pt.sandc.com/products/automation-control/intelliteam.asp>>. Acesso em: 11/5/2016.
- SASSON, A. M.; JAIMES, F. J. Digital Methods Applied to Power Flow Studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-86, n. 7, p. 860–867, 1967.
- SCHNEIDER ELECTRIC. Self-healing solution for underground open-loop networks. Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com/solutions/ww/en/sol/44778368-self-healing-solution-for-underground-open-loop-networks>>. Acesso em: 11/5/2016a.
- SCHNEIDER ELECTRIC. Advanced Distribution Management System (ADMS). Disponível em: <<http://www.schneider-electric.com/en/product-range/61751-advanced-distribution-management-system--adms-/>>. Acesso em: 11/5/2016b.
- SHIRMOHARNADI, D.; HONG, H. W.; A., S.; LUO, G. X. A Compensation-Based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 2, p. 753–762, 1988.
- SIRAIT, B.; IRISAWA, J. Fast Decoupled Load Flow Via Axis Rotation. *Technical Report of the University of Nagaoka*, v. 17, p. 17–22, 1995.
- STOTT, B. Review of Load-Flow Calculation Methods. *Proceedings of the IEEE*, v. 62, n. 7, p. 916–929, 1974.
- STOTT, B.; ALSAÇ, O. Fast Decoupled Load Flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-93, n. 3, p. 859–869, 1973.
- SYAHPUTRA, R.; ROBANDI, I.; ASHARI, M. Optimal Distribution Network Reconfiguration with Penetration of Distributed Energy Resources. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON INFORMATION TECHNOLOGY, COMPUTER AND ELECTRICAL ENGINEERING, p.388–393, 2014. Semarang. *Anais...* Semarang, 2014.
- TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power Flow Solution by Newton's Method. *IEEE transactions on Power Apparatus and Systems*, v. PAS-86, n. 11, p. 1449–1460, 1967.
- TORTELLI, O. L.; LOURENÇO, E. M.; GARCIA, A. V.; PAL, B. C. Fast Decoupled

Power Flow to Emerging Distribution Systems via Complex pu Normalization. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 3, p. 1351–1358, 2015.

TSAI, M. S. Development of an Object-Oriented Service Restoration Expert System with Load Variations. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 1, p. 219–225, 2008.

VAN-NESS, J. E. Convergence of Iterative Load-Flow Studies. *AIEE Fall General Meeting*, p. 1590–1595, 1959.

VENKATESH, B.; RANJAN, R.; GOOI, H. B. Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 1, p. 260–266, 2004.

WARD, J. B.; HALE, H. W. Digital Computer Solution of Power-Flow Problems. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, v. 75, n. 2, p. 398–404, 1956.

WU, F. F.; MONTICELLI, A. Analytical Tools for Power System Restoration - Conceptual Design. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 3, n. 1, p. 10–16, 1988.

ZIDAN, A.; EL-SAADANY, E. F. A Cooperative Multiagent Framework for Self-Healing Mechanisms in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 3, p. 1525–1539, 2012.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. MATPOWER: Steady-State Operations, Systems Research and Education. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2011.





## APÊNDICES

APÊNDICE I – DADOS DE LINHA PARA O SISTEMA DE 38 BARRAS MODIFICADO

Nº trecho	DE (k)	PARA (m)	$r_{km} (\Omega)$	$x_{km} (\Omega)$	$b_{km} (S)$	X/R	$\Phi$ (graus)
1	1	2	0,0922	0,047	0	0,51	27,01
2	2	3	0,493	0,2511	0	0,51	26,99
3	3	4	0,3660	0,1864	0	0,51	26,99
4	4	5					
5	5	6	0,819	0,707	0	0,86	40,80
6	6	7	0,1872	0,6188	0	3,31	73,17
7	7	8	0,7114	0,2351	0	0,33	18,29
8	8	9	1,03	0,74	0	0,72	35,70
9	9	10	1,044	0,74	0	0,71	35,33
10	10	11	0,1966	0,065	0	0,33	18,29
11	11	12	0,3744	0,1238	0	0,33	18,30
12	12	13					
13	13	14	0,5416	0,7129	0	1,32	52,78
14	14	15	0,591	0,526	0	0,89	41,67
15	15	16	0,7463	0,545	0	0,73	36,14
16	16	17	1,289	1,721	0	1,34	53,17
17	17	18	0,732	0,574	0	0,78	38,10
18	2	19	0,164	0,1565	0	0,95	43,66
19	19	20	1,5042	1,3554	0	0,90	42,02
20	20	21	0,4095	0,4784	0	1,17	49,44
21	21	22	0,7089	0,9373	0	1,32	52,90
22	3	23	0,4512	0,3083	0	0,68	34,34
23	23	24	0,898	0,7091	0	0,79	38,30
24	24	25	0,896	0,7011	0	0,78	38,04
25	6	26	0,203	0,1034	0	0,51	26,99
26	26	27	0,2842	0,1447	0	0,51	26,98
27	27	28	1,059	0,9337	0	0,88	41,40
28	28	29	0,8042	0,7006	0	0,87	41,06
29	29	30	0,5075	0,2585	0	0,51	26,99
30	30	31	0,9744	0,963	0	0,99	44,66
31	31	32	0,3105	0,3619	0	1,17	49,37
32	32	33	0,341	0,5302	0	1,55	57,25
33	8	34	2	2	0	1,00	45,00
34	34	21					
35	9	35	2	2	0	1,00	45,00
36	35	15					
37	12	36	2	2	0	1,00	45,00
38	36	22					
39	18	37	0,5	0,5	0	1,00	45,00

40	37	33					
41	25	38	0,5	0,5	0	1,00	45,00
42	38	29					

APÊNDICE II – DADOS DE BARRA PARA O SISTEMA DE 38 BARRAS MODIFICADO

Barra (k)	Tipo	V <sub>ESP</sub> (kV)	P <sub>G</sub> (kW)	P <sub>D</sub> (kW)	Q <sub>G</sub> (kVAr)	Q <sub>D</sub> (kVAr)	Q <sub>k</sub> (kVAr)
1	VT	15					0
2	PQ		0	130	0	78	0
3	PQ		0	117	0	52	0
4	PQ		0	156	0	104	0
5	PQ		0	78	0	39	0
6	PQ		0	78	0	26	0
7	PQ		0	260	0	130	0
8	PQ		0	260	0	130	0
9	PQ		0	78	0	26	0
10	PV	15	130	78			0
11	PQ		0	58,5	0	39	0
12	PQ		0	78	0	45,5	0
13	PQ		0	78	0	45,5	0
14	PQ		0	156	0	104	0
15	PQ		0	78	0	13	0
16	PQ		0	78	0	26	0
17	PQ		0	78	0	26	0
18	PQ		0	117	0	52	0
19	PQ		0	117	0	52	0
20	PQ		0	117	0	52	0
21	PQ		0	117	0	52	0
22	PQ		0	117	0	52	0
23	PQ		0	117	0	65	0
24	PQ		0	546	0	260	0
25	PQ		0	546	0	260	0
26	PQ		0	78	0	32,5	0
27	PQ		0	78	0	32,5	0
28	PQ		0	78	0	26	0
29	PQ		0	156	0	91	0
30	PQ		0	260	0	780	0
31	PQ		0	195	0	91	0
32	PQ		0	273	0	130	0
33	PQ		0	78	0	52	0
34	PQ		0	0	0	0	0
35	PQ		0	0	0	0	0
36	PQ		0	0	0	0	0
37	PQ		0	0	0	0	0
38	PQ		0	0	0	0	0

## APÊNDICE III – LISTA DE CHAVEAMENTOS DA ANÁLISE EXAUSTIVA

Cenário	Linha chaveável							Cenário	Linha chaveável						
	4	12	34	36	38	40	42		4	12	34	36	38	40	42
1	1	1	1	1	1	1	1	65	0	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	0	66	0	1	1	1	1	1	0
3	1	1	1	1	1	0	1	67	0	1	1	1	1	0	1
4	1	1	1	1	1	0	0	68	0	1	1	1	1	0	0
5	1	1	1	1	0	1	1	69	0	1	1	1	0	1	1
6	1	1	1	1	0	1	0	70	0	1	1	1	0	1	0
7	1	1	1	1	0	0	1	71	0	1	1	1	0	0	1
8	1	1	1	1	0	0	0	72	0	1	1	1	0	0	0
9	1	1	1	0	1	1	1	73	0	1	1	0	1	1	1
10	1	1	1	0	1	1	0	74	0	1	1	0	1	1	0
11	1	1	1	0	1	0	1	75	0	1	1	0	1	0	1
12	1	1	1	0	1	0	0	76	0	1	1	0	1	0	0
13	1	1	1	0	0	1	1	77	0	1	1	0	0	1	1
14	1	1	1	0	0	1	0	78	0	1	1	0	0	1	0
15	1	1	1	0	0	0	1	79	0	1	1	0	0	0	1
16	1	1	1	0	0	0	0	80	0	1	1	0	0	0	0
17	1	1	0	1	1	1	1	81	0	1	0	1	1	1	1
18	1	1	0	1	1	1	0	82	0	1	0	1	1	1	0
19	1	1	0	1	1	0	1	83	0	1	0	1	1	0	1
20	1	1	0	1	1	0	0	84	0	1	0	1	1	0	0
21	1	1	0	1	0	1	1	85	0	1	0	1	0	1	1
22	1	1	0	1	0	1	0	86	0	1	0	1	0	1	0
23	1	1	0	1	0	0	1	87	0	1	0	1	0	0	1
24	1	1	0	1	0	0	0	88	0	1	0	1	0	0	0
25	1	1	0	0	1	1	1	89	0	1	0	0	1	1	1
26	1	1	0	0	1	1	0	90	0	1	0	0	1	1	0
27	1	1	0	0	1	0	1	91	0	1	0	0	1	0	1
28	1	1	0	0	1	0	0	92	0	1	0	0	1	0	0
29	1	1	0	0	0	1	1	93	0	1	0	0	0	1	1
30	1	1	0	0	0	1	0	94	0	1	0	0	0	1	0
31	1	1	0	0	0	0	1	95	0	1	0	0	0	0	1
32	1	1	0	0	0	0	0	96	0	1	0	0	0	0	0
33	1	0	1	1	1	1	1	97	0	0	1	1	1	1	1
34	1	0	1	1	1	1	0	98	0	0	1	1	1	1	0
35	1	0	1	1	1	0	1	99	0	0	1	1	1	0	1
36	1	0	1	1	1	0	0	100	0	0	1	1	1	0	0
37	1	0	1	1	0	1	1	101	0	0	1	1	0	1	1
38	1	0	1	1	0	1	0	102	0	0	1	1	0	1	0
39	1	0	1	1	0	0	1	103	0	0	1	1	0	0	1
40	1	0	1	1	0	0	0	104	0	0	1	1	0	0	0
41	1	0	1	0	1	1	1	105	0	0	1	0	1	1	1
42	1	0	1	0	1	1	0	106	0	0	1	0	1	1	0

43	1	0	1	0	1	0	1	107	0	0	1	0	1	0	1
44	1	0	1	0	1	0	0	108	0	0	1	0	1	0	0
45	1	0	1	0	0	1	1	109	0	0	1	0	0	1	1
46	1	0	1	0	0	1	0	110	0	0	1	0	0	1	0
47	1	0	1	0	0	0	1	111	0	0	1	0	0	0	1
48	1	0	1	0	0	0	0	112	0	0	1	0	0	0	0
49	1	0	0	1	1	1	1	113	0	0	0	1	1	1	1
50	1	0	0	1	1	1	0	114	0	0	0	1	1	1	0
51	1	0	0	1	1	0	1	115	0	0	0	1	1	0	1
52	1	0	0	1	1	0	0	116	0	0	0	1	1	0	0
53	1	0	0	1	0	1	1	117	0	0	0	1	0	1	1
54	1	0	0	1	0	1	0	118	0	0	0	1	0	1	0
55	1	0	0	1	0	0	1	119	0	0	0	1	0	0	1
56	1	0	0	1	0	0	0	120	0	0	0	1	0	0	0
57	1	0	0	0	1	1	1	121	0	0	0	0	1	1	1
58	1	0	0	0	1	1	0	122	0	0	0	0	1	1	0
59	1	0	0	0	1	0	1	123	0	0	0	0	1	0	1
60	1	0	0	0	1	0	0	124	0	0	0	0	1	0	0
61	1	0	0	0	0	1	1	125	0	0	0	0	0	1	1
62	1	0	0	0	0	1	0	126	0	0	0	0	0	1	0
63	1	0	0	0	0	0	1	127	0	0	0	0	0	0	1
64	1	0	0	0	0	0	0	128	0	0	0	0	0	0	0